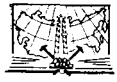
VISIT…

Ю.П.ЖЕЛТОВ

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Допущено Министерством высшего и среднего специального образования СССР в качестве учебника для студентов вузов, обучающихся по специальности «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений»



МОСКВА „НЕДРА" 1986

УДК 622.276.1/4(075.8)

Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. — М.: Недра, 1986. 332 с.

Рассмотрены фундаментальные представления разработки нефтяных месторождений, методы построения моделей нефтяных пластов и происходящих в них процессов. Изложены методики расчетов разработки нефтяных месторождений при естественных режимах и искусственном воздействии на них закачкой воды, различных веществ, а также созданием внутрипластовых процессов, связанных с изменением физико-химического состояния и температурного режима разрабатываемых объектов. Приведены методики выбора оптимальных вариантов разработки, методы и способы проектирования контроля, анализа и регулирования разработки.

Для студентов нефтяных вузов и факультетов, обучающихся по специальности «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений».

Табл. 3, ил. 139, список лит. — 18 назв.

Рецензенты:
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Ивано-Франковского института нефти и газа; *М. Л. Сургучев*, д-р техн. наук (Всесоюзный научно-исследовательский нефтегазовый институт)

Ж $\frac{2504030300—270}{43(01)—86}$ 329—86

© Издательство «Недра», 1986

СПИСОК ОСНОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

k — абсолютная проницаемость;
m — пористость;
s — водонасыщенность;
h — толщина пласта;
S_c — параметр плотности сетки скважин;
G — геологические запасы нефти;
N — извлекаемые запасы нефти;
$N_{кр}$ — параметр А. П. Крылова;
t, τ — время;
x, y, r — расстояния;
ω — параметр, равный отношению числа нагнетательных к числу добывающих скважин;
$\omega_р$ — параметр, равный отношению числа резервных скважин к общему числу скважин;
$z_э(\tau)$ — темп разработки элемента;
$z(t)$ — темп разработки месторождения, исчисляемый от начальных извлекаемых запасов;
$\varphi(t)$ — темп разработки месторождения, исчисляемый от остаточных запасов;
η — текущая нефтеотдача;
$\eta_к$ — конечная нефтеотдача;
p — пластовое давление;
$f(k)$ — плотность распределения абсолютной проницаемости;
$F(k)$ — закон распределения абсолютной проницаемости;
$k_н$, $k_в$ — относительные проницаемости для нефти и воды;
$v_н$, $v_в$ — скорости фильтрации нефти и воды;
T — температура;
$\mu_н$, $\mu_в$ — вязкости нефти и воды;
$2\sigma_c$, $2\sigma_н$ — расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами;
$q_н$, $q_в$ — количества отбираемой нефти и воды из месторождения;
ν — обводненность добываемой продукции;
Γ — газовый фактор;
$s_{св}$ — насыщенность пласта связанной водой;
$s_{н\,ост}$ — остаточная нефтенасыщенность;
$Q_{вз}$ — накопленное количество закачанной в пласт воды;
$Q_н$ — накопленное количество добытой нефти;
$Q_в$ — накопленное количество добытой воды;
r_c, $r_н$ — радиусы добывающей и нагнетательной скважин;
N_i — масса i-го компонента в пласте;
G_i — масса i-го компонента в газовой фазе;
D — комплексный коэффициент диффузии;
D_0 — коэффициент молекулярной диффузии;
$D_к$ — коэффициент конвективной диффузии в пласте;
c — удельная концентрация вещества;

β_c — коэффициент сжимаемости пористой среды;

Λ — длина области смещения;

$w_{сор}$ — истинная скорость фронта сорбции;

$c_н$, $c_в$, $c_т$ — удельные теплоемкости нефти, воды и горных пород;

$\rho_н$, $\rho_в$, $\rho_т$ — плотности нефти, воды и горных пород;

$w_т$ — скорость движения теплового фронта;

$q_т$ — скорость ухода теплоты с единицы площади кровли и подошвы пласта;

$\lambda_{тк}$ — коэффициент теплопроводности горных пород кровли и подошвы пласта;

$\varkappa_{тк}$ — коэффициент температуропроводности горных пород кровли и подошвы пласта;

$z_т$ — содержание кокса в 1 м^3 пласта;

$v_ф$ — скорость движения фронта горения;

$R_{воз}$ — объем воздуха, необходимый для выжигания кокса в 1 м^3 пласта;

T_* — температура на фронте горения;

$E_р$ — эффективность разведочного бурения;

$S_{скв}$ — стоимость скважины;

$K_в$ — капитальные вложения в разработку месторождения;

$S_э$ — эксплуатационные затраты;

$C_н$ — себестоимость нефти;

$S_{пр}$ — приведенные затраты.

Разработкой нефтяных месторождений называют осуществление научно обоснованного процесса извлечения из недр содержащихся в них углеводородов и сопутствующих им полезным ископаемых. Этот процесс включает разбуривание месторождений и выработку запасов нефти и газа.

Наука о разработке нефтяных месторождений относится к горным наукам. Горное дело — древнейший род занятий человека. Находить полезные ископаемые и пользоваться ими человек начал в каменном и бронзовом веках. Сами названия этих эпох в развитии человечества связаны с добычей и изготовлением орудий из камня и бронзы, т. е. с горным делом.

В более позднее время (в конце XIX в.) для добычи нефти стали сооружать скважины.

Первая скважина на территории нашей страны была пробурена ударным способом в 1864 г. в долине р. Кудако на Кубани русским предпринимателем А. Н. Новосильцевым. В 1871 г. пробурили механическим способом скважину в Бакинском районе. С 70—80-х гг. XIX и особенно с начала XX в. быстро развивается механическое бурение скважин и происходит интенсивное увеличение добычи нефти в России.

Однако, несмотря на бурный рост числа разведочных и добывающих нефть скважин и объема добычи нефти, выработка недр в начале XX в. осуществлялась путем нерегулируемой разработки месторождений на естественных режимах. В те годы еще не существовало научных основ добычи нефти, хотя над различными проблемами нефти, начиная с ее происхождения, геологии и разведки до транспорта, переработки и использования, работали многие крупнейшие ученые и инженеры России, в том числе Д. И. Менделеев, А. М. Бутлеров, И. М. Губкин, В. Г. Шухов.

Даже в начале 20-х гг. XX в. не были известны или не использовались подавляющее большинство фундаментальных представлений о физике и механике нефтяных пластов и процессах извлечения из них нефти и газа. При этом основной закон фильтрации был открыт французским инженером Анри Дарси еще в 1856 г. при изучении движения воды в фильтрах водоочистных сооружений. Как оказалось впоследствии, уравнения установившейся и неустановившейся фильтрации нефти аналогичны уравнениям математической физики Лапласа и Фурье, открытым в начале XIX в. Однако при разработке нефтяных месторождений эти уравнения стали использовать только в 30-х гг. XX в.

Одним из главных достижений в теории разработки нефтяных и газовых месторождений было установление основных сил,

движущих нефть и газ к забоям скважин, т. е. основание учения о режимах нефтяных и газовых месторождений. В создание этого учения большой вклад внесен И. М. Губкиным, Л. С. Лейбензоном, И. Н. Стрижовым, А. П. Крыловым, С. А. Христиановичем, Ф. А. Требиным, Б. Б. Лапуком, И. А. Чарным, В. Н. Щелкачевым, Маскетом, Виковым, Ботсетом, Левереттом. В середине 30-х гг. теория режимов нефтяных месторождений получила существенное развитие. Были заложены основы современной теории упругого режима нефтяных пластов и режима растворенного газа. Следует отметить, что еще в начале 20-х гг. этого века Л. С. Лейбензоном получено дифференциальное уравнение фильтрации газа и положено начало теории разработки газовых месторождений.

В 20-х и в начале 30-х гг. этого века прогнозирование разработки нефтяных месторождений производилось в основном путем построения фактических зависимостей показателей разработки от времени, полученных в начальный период разработки, статистической обработки этих показателей и их экстраполяции на будущее.

Математические методы теории фильтрации, уже значительно развитые к этому времени Тергаци, Н. Е. Жуковским, Н. Н. Павловским, еще не нашли применения в нефтяном деле. Развитию и использованию в разработке нефтяных месторождений методов этой теории существенным образом способствовали известные работы американского ученого Маскета.

Несмотря на значительный прогресс в области теории фильтрации нефти и газа и в ее применении для расчетов добычи нефти, достигнутый в конце 30-х и в начале 40-х гг., разработка нефтяных месторождений как самостоятельная инженерная дисциплина еще не оформилась.

Основные положения теории разработки нефтяных месторождений, касающиеся научно обоснованного выбора систем и технологии разработки, еще не были созданы в начале 40-х гг. В США, например, долгое время такой важнейший параметр, как расстояния между скважинами (плотность сетки скважин), устанавливали не на основе данных исследований, анализа и общего принципа разработки месторождений, а административным путем по нормам дебитов скважин, право определять которые было дано Техасской железнодорожной комиссии.

Решающую роль в создании разработки нефтяных месторождений как самостоятельной области науки и учебной дисциплины сыграла основополагающая работа А. П. Крылова, М. М. Глоговского, М. Ф. Мирчинка, Н. М. Николаевского и И. А. Чарного «Научные основы разработки нефтяных месторождений», вышедшая в свет в 1948 г. в Гостоптехиздате. В этой работе была дана первая формулировка основного принципа разработки, заложен фундамент проектирования разработки нефтяных месторождений, решен ряд важных задач подземной гидромеханики, а наука о разработке нефтяных место-

рождений представлена как комплексная область знаний, использующая достижения нефтяной геологии и геофизики, подземной гидродинамики, эксплуатации скважин и прикладной экономики.

Выход в свет указанной работы существенным образом способствовал развитию методов разработки нефтяных месторождений с воздействием на пласты путем заводнения. Конец 40-х и 50-е гг. ознаменовались резким ростом числа исследований в области разработки нефтяных месторождений, развитием новых направлений в этой области. Было значительно продвинуто вперед решение проблемы разработки нефтяных месторождений при смешанных режимах — водонапорном и растворенного газа. Начали интенсивно развиваться методы определения параметров пластов с использованием гидродинамических исследований скважин. Были созданы методические основы расчета разработки нефтяных месторождений с применением вероятностно-статистических моделей. Развивались также методы непосредственного учета неоднородности при фильтрации в нефтяных пластах.

В 50-е гг. возникли и стали развиваться новые модели нефтяных пластов (трещиноватых и трещиновато-пористых), а также методы анализа и регулирования разработки нефтяных месторождений. Существенное развитие получили и сами системы их разработки. Наряду с известными из американской практики площадными системами появились сначала системы с внутриконтурным разрезанием месторождений рядами нагнетательных скважин и расположением добывающих скважин вдоль линий разрезания, а затем современные блоково-рядные системы.

В конце 50-х и в начале 60-х гг. начали исследовать глубокозалегающие нефтяные месторождения, разрабатываемые в условиях сильной, в ряде случаев неупругой деформации горных пород.

Развитие проектирования, анализа и регулирования разработки нефтяных месторождений требовало использования сложных математических методов и вычислительных средств. В 30-е и 50-е гг. при расчетах использовали в основном точные и приближенные методы решения задач подземной гидродинамики, а в конце 50-х и в 60-х гг. стали применять численные методы решения задач фильтрации.

В конце 50-х и начале 60-х гг. заводнение стало в СССР основным методом воздействия на нефтяные пласты. Однако в эти же годы стало ясным, что таким способом нельзя полностью решить проблему максимального извлечения нефти из недр, особенно при разработке высоковязких и высокопарафинистых нефтей. Были проведены фундаментальные исследования и даны инженерные решения, послужившие основой развития тепловых методов разработки нефтяных месторождений, связанных с закачкой в пласт теплоносителей и внутрипластовым горением. В эти же годы во всем мире огромное внимание было уделено развитию физико-химических методов извлечения нефти из недр,

таких, как вытеснение нефти углеводородными растворителями, двуокисью углерода, полимерными и мицеллярно-полимерными растворами.

Расчет сложных процессов разработки нефтяных месторождений потребовал учета не только многофазности потоков в пластах, но и их многокомпонентности, фазовых переходов, изменчивости свойств фильтрующихся в пластах веществ, т. е. использования теории многофазной многокомпонентной фильтрации.

Разработка нефтяных месторождений — интенсивно развивающаяся область науки. Дальнейшее ее развитие будет связано с применением новых технологий извлечения нефти из недр, новых методов распознавания характера протекания внутрипластовых процессов, управлением разработкой месторождений, использованием совершенных методов планирования разведки и разработки месторождений с учетом данных смежных отраслей народного хозяйства, применением автоматизированных систем управления процессами извлечения полезных ископаемых из недр, развитием методов детального учета строения пластов и характера протекающих в них процессов на основе детерминированных моделей, реализуемых на мощных ЭВМ.

Разработка нефтяных месторождений связана с существенным вмешательством человека в природу и поэтому требует безусловного соблюдения установленных норм по охране недр и окружающей среды.

Советское государство с момента его образования рассматривает охрану и рациональное использование недр как одну из важнейших задач. После Великой Октябрьской социалистической революции недра бывшей Российской империи были национализированы и стали народным достоянием.

В связи с быстрым развитием горнодобывающей индустрии в СССР, особенно бурным ростом добычи нефти и газа, возникла настоятельная необходимость принятия комплекса обязательных мер по рациональной эксплуатации недр и резкому снижению потерь полезных ископаемых.

В 1972 г. вышло постановление ЦК КПСС и Совета Министров СССР «Об усилении охраны природы и улучшении использования природных ресурсов», в 1975 г. Верховным Советом СССР приняты Основы законодательств СССР и союзных республик о недрах.

Во все проектные документы по разработке нефтяных месторождений обязательно следует включать разделы, связанные с охраной земли, воды и воздуха путем использования замкнутых производственных циклов, предусматривающих герметичный сбор нефти, газа и воды, очистку добываемой воды и дальнейшее ее использование для закачки в пласт, утилизацию нефтяного газа, регенерацию химических веществ, применяемых для повышения нефтеотдачи пластов, и их дальнейшее использование.

Наиболее полное извлечение нефти, газа и конденсата из месторождений — главное направление рационального использования недр.

Важное значение имеет осуществление во всех звеньях народного хозяйства, в том числе во всех технологических процессах разработки нефтяных и газовых месторождений, энергосберегающих мероприятий. Необходимо стремиться к использованию таких технологий извлечения и таких вариантов подъема на дневную поверхность, подготовки и транспорта нефти и газа, которые характеризуются по возможности меньшими затратами энергии на тонну добываемых нефти и газа, ликвидировать потери и бессмысленное сжигание углеводородов.

Разработка нефтяных месторождений как учебная дисциплина принадлежит к категории инженерных дисциплин. Ей свойственно не только качественное, но и, главным образом, количественное изучение нефтяных месторождений и протекающих в них процессов, а также подготовка инженерных решений — проектов, представляемых не в описательном, а в количественном виде. Поэтому во всех разделах данного курса используются математические методы. Можно даже подчеркнуть, что разработка нефтяных месторождений — одна из наиболее насыщенных математическими методами инженерных дисциплин. Объясняется это обстоятельство отчасти тем, что инженеры-разработчики не имеют непосредственного доступа к объектам своей деятельности (нефтяным пластам) и даже начинают их познавать не путем непосредственных измерений, а на основе математической обработки данных геофизических и гидродинамических исследований скважин. Процессы, протекающие в нефтяных пластах во время их разработки, инженеры-разработчики могут распознавать количественно только по проявлениям этих процессов в скважинах путем решения так называемых обратных математических задач.

В курсе разработки нефтяных месторождений комплексно используют многие важные положения геологии, геофизики, физики пласта, подземной гидрогазомеханики, механики горных пород, технологии эксплуатации скважин и систем добычи нефти, экономики и планирования.

Вместе с тем разработка нефтяных месторождений — это не конгломерат геологии, подземной гидромеханики, технологии добычи нефти и экономики, а самостоятельная комплексная область науки и инженерная дисциплина, имеющая свои специальные разделы, связанные с учением о системах и технологиях разработки месторождений, планированием и реализацией основного принципа разработки, проектированием и регулированием разработки месторождений.

Глава I

СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. ОБЪЕКТ И СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ

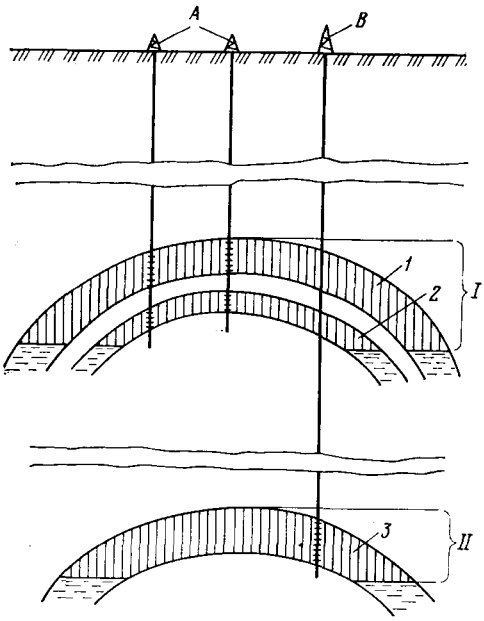
Нефтяные и нефтегазовые месторождения — это скопления углеводородов в земной коре, приуроченные к одной или нескольким локализованным геологическим структурам, т. е. структурам, находящимся вблизи одного и того же географического пункта. Залежи углеводородов, входящие в месторождения, обычно находятся в пластах или массивах горных пород, имеющих различное распространение под землей, часто — различные геолого-физические свойства. Во многих случаях отдельные нефтегазоносные пласты разделены значительными толщами непроницаемых пород или находятся только на отдельных участках месторождения.

Такие обособленные или отличающиеся по свойствам пласты разрабатывают различными группами скважин, иногда при этом используют различную технологию.

Введем понятие об объекте разработки месторождения. Объект разработки — это искусственно выделенное в пределах разрабатываемого месторождения геологическое образование (пласт, массив, структура, совокупность пластов), содержащее промышленные запасы углеводородов, извлечение которых из недр осуществляется при помощи определенной группы скважин или других горнотехнических сооружений. Разработчики, пользуясь распространенной у нефтяников терминологией, обычно считают, что каждый объект разрабатывается «своей сеткой скважин». Необходимо подчеркнуть, что сама природа не создает объекты разработки — их выделяют люди, разрабатывающие месторождение. В объект разработки может быть включен один, несколько или все пласты месторождения.

Основные особенности объекта разработки — наличие в нем промышленных запасов нефти и определенная, присущая данному объекту группа скважин, при помощи которых он разрабатывается. При этом нельзя утверждать обратное, поскольку одними и теми же скважинами можно разрабатывать различные объекты путем использования технических средств для одновременно-раздельной эксплуатации.

Чтобы лучше усвоить понятие объекта разработки, рассмотрим пример. Пусть имеем месторождение, разрез которого показан на рис. 1. Это месторождение содержит три пласта, отличающиеся толщиной, областями распространения насыщаю-



Геолого-физические свойства	Пласт		
	1	2	3
Извлекаемые запасы нефти, млн. т.	200,0	50,0	70,0
Толщина, м	10,0	5,0	15,0
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	100,0	150,0	500,0
Вязкость нефти, 10^{-3} Па·с	50	60	3

Рис. 1. Разрез многопластового нефтяного месторождения

щих их углеводородов и физическими свойствами. В таблице приведены основные свойства пластов 1, 2 и 3, залегающих в пределах месторождения. Можно утверждать, что на рассматриваемом месторождении целесообразно выделить два объекта разработки, объединив пласты *1* и *2* в один объект разработки (объект *I*), а пласт *3* разрабатывать как отдельный объект (объект *II*).

Включение пластов *1* и *2* в один объект обусловлено тем, что они имеют близкие значения проницаемости и вязкости нефти и находятся на небольшом расстоянии друг от друга по вертикали. К тому же извлекаемые запасы нефти в пласте *2* сравнительно невелики. Пласт *3* хотя и имеет меньшие по сравнению с пластом *1* извлекаемые запасы нефти, но содержит маловязкую нефть и высокопроницаемый. Следовательно, скважины, вскрывшие этот пласт, будут высокопродуктивными. Кроме того, если пласт *3*, содержащий маловязкую нефть, можно разрабатывать с применением обычного заводнения, то при разработке пластов *1* и *2*, характеризующихся высоковязкой нефтью, придется с начала разработки применять иную технологию, например вытеснение нефти паром, растворами полиакриламида (загустителя воды) или при помощи внутрипластового горения.

Вместе с тем следует учитывать, что, несмотря на существенное различие параметров пластов *1, 2* и *3,* окончательное решение о выделении объектов разработки принимают на основе анализа технологических и технико-экономических показателей

различных вариантов объединения пластов в объекты разработки.

Объекты разработки иногда подразделяют на следующие виды: самостоятельный, т. е. разрабатываемый в данное время, и возвратный, т. е. тот, который будет разрабатываться скважинами, эксплуатирующими в этот период другой объект.

Системой разработки нефтяного месторождения следует называть совокупность взаимосвязанных инженерных решений, определяющих объекты разработки; последовательность и темп их разбуривания и обустройства; наличие воздействия на пласты с целью извлечения из них нефти и газа; число, соотношение и расположение нагнетательных и добывающих скважин; число резервных скважин, управление разработкой месторождения, охрану недр и окружающей среды. Построить систему разработки месторождения означает найти и осуществить указанную выше совокупность инженерных решений.

Важная составная часть создания такой системы — выделение объектов разработки. Поэтому рассмотрим этот вопрос более подробно. Заранее можно сказать, что объединение в один объект как можно большего числа пластов на первый взгляд всегда представляется выгодным, поскольку при таком объединении потребуется меньше скважин для разработки месторождения в целом. Однако чрезмерное объединение пластов в один объект может привести к существенным потерям в нефтеотдаче и в конечном счете к ухудшению технико-экономических показателей. На выделение объектов разработки влияют следующие факторы.

1. Геолого-физические свойства пород-коллекторов нефти и газа. Резко отличающиеся по проницаемости, общей и эффективной толщине, а также неоднородности пласты во многих случаях нецелесообразно разрабатывать как один объект, поскольку они могут существенно отличаться по продуктивности, пластовому давлению в процессе их разработки и, следовательно, по способам эксплуатации скважин, скорости выработки запасов нефти и изменению обводненности продукции.

Для различных по площадной неоднородности пластов могут быть эффективными различные сетки скважин, так что объединять такие пласты в один объект разработки оказывается нецелесообразным. В сильно неоднородных по вертикали пластах, имеющих отдельные низкопроницаемые пропластки, не сообщающиеся с высокопроницаемыми, бывает трудно обеспечить приемлемый охват горизонта воздействием по вертикали вследствие того, что в активную разработку включаются только высокопроницаемые пропластки, а низкопроницаемые прослои не подвергаются воздействию закачиваемого в пласт агента (воды, газа). С целью повышения охвата таких пластов разработкой их стремятся разделить на несколько объектов.

2. Физико-химические свойства нефти и газа. Важное значение при выделении объектов разработки имеют свойства неф-

тей. Пласты с существенно различной вязкостью нефти бывает нецелесообразно объединять в один объект, так как их можно разрабатывать с применением различной технологии извлечения нефти из недр с различными схемами расположения и плотностью сетки скважин. Резко различное содержание парафина, сероводорода, ценных углеводородных компонентов, промышленное содержание других полезных ископаемых также может стать причиной невозможности совместной разработки пластов как одного объекта вследствие необходимости использования существенно различной технологии извлечения нефти и других полезных ископаемых из пластов.

3. Фазовое состояние углеводородов и режим пластов. Различные пласты, залегающие сравнительно недалеко друг от друга по вертикали и имеющие сходные геолого-физические свойства, в ряде случаев бывает нецелесообразно объединять в один объект в результате различного фазового состояния пластовых углеводородов и режима пластов. Так, если в одном пласте имеется значительная газовая шапка, а другой разрабатывается при естественном упруговодонапорном режиме, то объединение их в один объект может оказаться нецелесообразным, так как для их разработки потребуются различные схемы расположения и числа скважин, а также различная технология извлечения нефти и газа.

4. Условия управления процессом разработки нефтяных месторождений. Чем больше пластов и пропластков включено в один объект, тем технически и технологически труднее осуществлять контроль за перемещением разделов нефти и вытесняющего ее агента (водонефтяных и газонефтяных разделов) в отдельных пластах и пропластках, труднее осуществлять раздельное воздействие на пропластки и извлечение из них нефти и газа, труднее изменять скорости выработки пластов и пропластков. Ухудшение условий управления разработкой месторождения ведет к уменьшению нефтеотдачи.

5. Техника и технология эксплуатации скважин. Могут быть многочисленные технические и технологические причины, приводящие к целесообразности или нецелесообразности применения отдельных вариантов выделения объектов. Например, если из скважин, эксплуатирующих какой-то пласт или группы пластов, выделенных в объекты разработки, предполагается отбирать настолько значительные дебиты жидкости, что они будут предельными для современных средств эксплуатации скважин. Поэтому дальнейшее укрупнение объектов окажется невозможным по технической причине.

В заключение следует еще раз подчеркнуть, что влияние каждого из перечисленных факторов на выбор объектов разработки должно быть сначала подвергнуто технологическому и технико-экономическому анализу и только после него можно принимать решение о выделении объектов разработки.

§ 2. КЛАССИФИКАЦИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

Данное в предыдущем параграфе определение системы разработки нефтяного месторождения — общее, охватывающее весь комплекс инженерных решений, обеспечивающих ее построение для эффективного извлечения полезных ископаемых из недр. Для характеристики различных систем разработки месторождений в соответствии с этим определением системы необходимо использовать большое число параметров. Однако на практике системы разработки нефтяных месторождений различают по двум наиболее характерным признакам:

1) наличию или отсутствию воздействия на пласт с целью извлечения нефти из недр;

2) расположению скважин на месторождении.

По этим признакам классифицируют системы разработки нефтяных месторождений. Можно указать четыре основных параметра, которыми характеризуют ту или иную систему разработки.

1. Параметр плотности сетки скважин S_c, равный площади нефтеносности, приходящейся на одну скважину, независимо от того, является скважина добывающей или нагнетательной. Если площадь нефтеносности месторождения равна S, а число скважин на месторождении n, то

$$S_c = S/n. \tag{I.1}$$

Размерность $[S_c] = м^2/скв$. В ряде случаев используют параметр $S_{сд}$, равный площади нефтеносности, приходящейся на одну добывающую скважину.

2. Параметр А. П. Крылова $N_{кр}$, равный отношению извлекаемых запасов нефти N к общему числу скважин на месторождении:

$$N_{кр} = N/n. \tag{I.2}$$

Размерность параметра $[N_{кр}] = т/скв$.

3. Параметр ω, равный отношению числа нагнетательных скважин $n_н$ к числу добывающих скважин $n_д$:

$$\omega = n_н/n_д. \tag{I.3}$$

Параметр ω безразмерный.

4. Параметр $\omega_р$, равный отношению числа резервных скважин, бурящихся дополнительно к основному фонду скважин на месторождении к общему числу скважин. Резервные скважины бурят с целью вовлечения в разработку частей пласта, не охваченных разработкой в результате выявившихся в процессе эксплуатационного его разбуривания не известных ранее особенностей геологического строения этого пласта, а также физических свойств нефти и содержащих ее пород (литологической неоднородности, тектонических нарушений, неньютоновских свойств

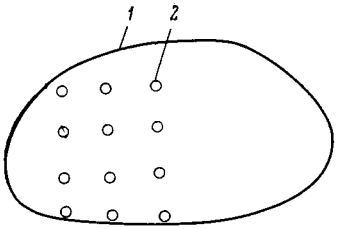


Рис. 2. Расположение скважин по четырехточечной сетке:
1 — условный контур нефтеносности; *2* — добывающие скважины

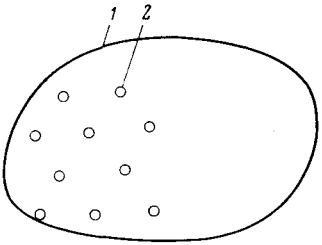


Рис. 3. Расположение скважин по трехточечной сетке:
1 и *2* — см. рис. 2

нефти и т. д.). Если число скважин основного фонда на месторождении составляет n, а число резервных скважин $n_р$, то

$$\omega_р = n_р/n. \qquad (1.4)$$

Параметр $\omega_р$ безразмерный.

Имеется еще ряд параметров, характеризующих системы разработки нефтяных месторождений с точки зрения геометрии расположения скважин, таких, как расстояния между рядами или батареями скважин, между скважинами в рядах и т. д. Об этих параметрах будет сказано ниже.

Применяют следующую классификацию систем разработки нефтяных месторождений по двум указанным выше признакам.

1. Системы разработки при отсутствии воздействия на пласты. Если предполагается, что нефтяное месторождение будет разрабатываться в основной период при режиме растворенного газа, для которого характерно незначительное перемещение водонефтяного раздела, т. е. при слабой активности законтурных вод, то применяют равномерное, геометрически правильное расположение скважин по четырехточечной (рис. 2) или трехточечной (рис. 3) сетке. В тех же случаях, когда предполагается определенное перемещение водонефтяного и газонефтяного разделов, скважины располагают с учетом положения этих разделов (рис. 4).

Параметр плотности сетки скважин $S_с$, вообще говоря, может изменяться в очень широких пределах для систем разработки без воздействия на пласт. Так, при разработке месторождений сверхвязких нефтей (вязкостью в несколько тысяч 10^{-3} Па·с) он может составлять $1—2 \cdot 10^4$ м²/скв. Нефтяные месторождения с низкопроницаемыми коллекторами (сотые доли мкм²) разрабатывают при $S_с = 10—20 \cdot 10^4$ м²/скв. Конечно, разработка как месторождений высоковязких нефтей, так и месторождений с низкопроницаемыми коллекторами при указанных значениях $S_с$ может быть экономически целесообразной при значительных толщинах пластов, т. е. при высоких значе-

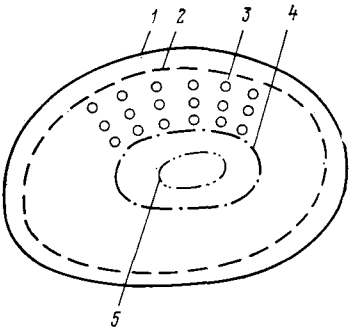


Рис. 4. Расположение скважин с учетом водонефтяного и газонефтяного разделов:

1 — внешний контур нефтеносности; *2* — внутренний контур нефтеносности; *3* — добывающие скважины; *4* — внешний контур газоносности; *5* — внутренний контур газоносности

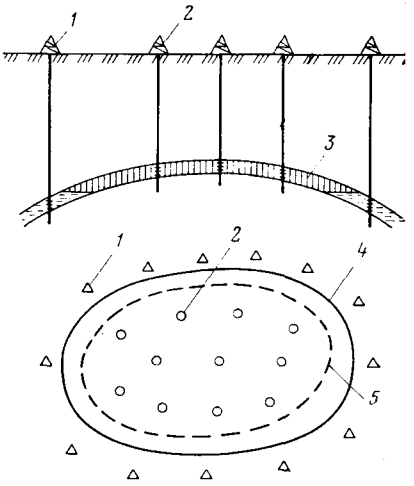


Рис. 5. Расположение скважин при законтурном заводнении:

1 — нагнетательные скважины; *2* — добывающие скважины; *3* — нефтяной пласт; *4* — внешний контур нефтеносности; *5* — внутренний контур нефтеносности

ниях параметра А. П. Крылова или при небольших глубинах залегания разрабатываемых пластов, т. е. при небольшой стоимости скважин. Для разработки обычных коллекторов $S_c = 25—64 \cdot 10^4$ м²/скв.

При разработке месторождений с высокопродуктивными трещиноватыми коллекторами S_c может быть равен $70—100 \cdot 10^4$ м²/скв и более.

Параметр $N_{кр}$ также изменяется в довольно широких пределах. В некоторых случаях он может быть равен одному или нескольким десяткам тысяч тонн нефти на скважину, в других — доходить до миллиона тонн нефти на скважину. Для равномерной сетки скважин средние расстояния l между скважинами (см. рис. 2) вычисляют по следующей формуле:

$$l = aS_c^{1/2}, \qquad (I.5)$$

где l — в м; a — коэффициент пропорциональности; S_c — в м²/скв.

Формулу (I.5) можно использовать для вычисления средних условных расстояний между скважинами при любых схемах их расположения.

Для систем разработки нефтяных месторождений без воздействия на пласт параметр ω, естественно, равен нулю, а параметр ω_p может составлять в принципе 0,1—0,2, хотя резервные скважины в основном предусматривают для системы с воздействием на нефтяные пласты.

Системы разработки нефтяных месторождений без воздействия на пласты в СССР применяют редко, в основном в случае длительно эксплуатируемых сильно истощенных месторождений, разработка которых началась задолго до широкого развития методов заводнения (до 50-х гг.); при разработке сравнительно небольших по размерам месторождений с активной законтурной водой, месторождений, содержащих сверхвязкие неглубоко залегающие нефти, или месторождений, сложенных низкопроницаемыми глинистыми коллекторами. За рубежом разработка месторождений без воздействия на нефтяные пласты продолжает осуществляться в больших, чем в СССР, масштабах, особенно в случаях пластов с трещиноватыми коллекторами при высоком напоре законтурных вод.

2. Системы разработки с воздействием на пласты.

2.1. Системы с законтурным воздействием (заводнением). На рис. 5 в плане и в разрезе показано расположение добывающих и нагнетательных скважин при разработке нефтяного месторождения с применением законтурного заводнения. Здесь два ряда добывающих скважин пробурены вдоль внутреннего контура нефтеносности. Кроме того, имеется один центральный ряд добывающих скважин.

Помимо параметра S_c для характеристики систем с законтурным заводнением можно использовать дополнительные параметры, такие, как расстояние между контуром нефтеносности и первым рядом добывающих скважин $l_{0\,1}$, первым и вторым рядом добывающих скважин $l_{1\,2}$ и т. д., а также расстояния между добывающими скважинами $2\sigma_c$. Нагнетательные скважины расположены за внешним контуром нефтеносности. Показанное на рис. 5 размещение трех рядов добывающих скважин характерно для сравнительно небольших по ширине месторождений. Так, при расстояниях между рядами, а также между ближайшим к контуру нефтеносности рядом и самим контуром нефтеносности, равных 500—600 м, ширина месторождения b составляет 2—2,5 км. При большей ширине месторождения на его нефтеносной площади можно расположить пять рядов добывающих скважин. Однако дальнейшее увеличение числа рядов скважин, как показали теория и опыт разработки нефтяных месторождений, нецелесообразно. При числе рядов добывающих скважин больше пяти центральная часть месторождения слабо подвергается воздействию законтурным заводнением, пластовое давление здесь падает и эта часть разрабатывается при режиме растворенного газа, а затем после образования ранее не существовавшей (вторичной) газовой шапки — при газонапорном. Естественно, законтурное заводнение в данном случае окажется малоэффективным воздействием на пласт.

Системы разработки нефтяного месторождения с применением законтурного заводнения, как и все системы с воздействием на пласт, отличаются от систем без воздействия на пласт, как правило, большими значениями параметров S_c и $N_{кр}$, т. е.

более редкими сетками скважин. Эта особенность при воздействии на пласт связана, во-первых, с получением бóльших дебитов скважин, чем при разработке без воздействия на пласт, что позволяет обеспечить высокий уровень добычи нефти из месторождения в целом меньшим числом скважин. Во-вторых, она объясняется возможностью достижения при воздействии на пласт большей нефтеотдачи и, следовательно, возможностью установления большей величины извлекаемых запасов нефти, приходящихся на одну скважину.

Параметр ω для систем с законтурным заводнением колеблется в широких пределах от 1 до 1/5 и менее.

Параметр $\omega_р$ для всех систем разработки нефтяных месторождений с воздействием на пласт колеблется примерно в пределах 0,1—0,3.

2.2. Системы с внутриконтурным воздействием, получившие в СССР наибольшее развитие при разработке нефтяных месторождений, используют не только при воздействии на пласт путем заводнения, но и при других методах разработки, применяемых с целью повышения нефтеотдачи пластов.

Подразделяются эти системы на рядные, смешанные (сочетание рядной и батарейной систем, с одновременным применением законтурного и внутриконтурного заводнений).

2.2.1. Рядные системы разработки. Разновидность их — блоковые системы. При этих системах на месторождениях, обычно в направлении, поперечном их простиранию, располагают ряды добывающих и нагнетательных скважин. Практически применяют однорядную, трехрядную и пятирядную схемы расположения скважин, представляющие собой соответственно чередование одного ряда добывающих скважин и ряда нагнетательных скважин, трех рядов добывающих и одного ряда нагнетательных скважин, пяти рядов добывающих и одного ряда нагнетательных скважин. Более пяти рядов добывающих скважин обычно не применяют по той же причине, что и при законтурном заводнении, так как в этом случае в центральной части полосы нефтеносной площади, заключенной между рядами нагнетательных скважин, воздействие на пласт заводнением ощущаться практически не будет, в результате чего произойдет падение пластового давления с соответствующими последствиями.

Число рядов в рядных системах нечетное вследствие необходимости проводки центрального ряда скважин, к которому предполагается стягивать водонефтяной раздел при его перемещении в процессе разработки пласта. Поэтому центральный ряд скважин в этих системах часто называют стягивающим рядом.

Однорядная система разработки. Расположение скважин при такой системе показано на рис. 6. Рядные системы разработки необходимо характеризовать уже некоторыми иными параметрами (помимо указанных четырех основных). Так, помимо расстояния между нагнетательными скважинами $2\sigma_н$ и

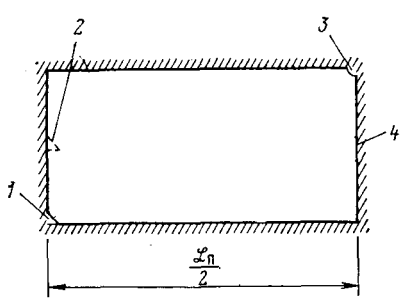


Рис. 6. Расположение скважин при однорядной системе разработки:

1 — условный контур нефтеносности; *2* — нагнетательные скважины; *3* — добывающие скважины

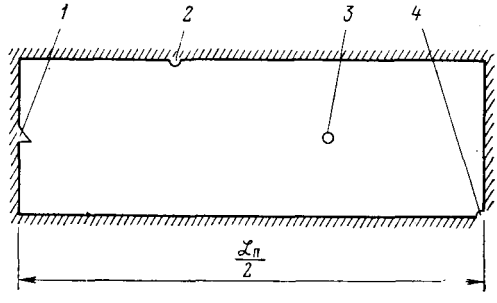


Рис. 7. Элемент однорядной системы разработки:

1 — «четверть» нагнетательной скважины при шахматном расположении скважин; *2* — «половина» нагнетательной скважины при линейном расположении скважин; *3, 4* — соответственно «четверть» и «половина» добывающей скважины.

расстояния между добывающими скважинами $2\sigma_с$ следует учитывать ширину блока или полосы $L_п$ (см. рис. 6).

Параметр плотности сетки скважин $S_с$ и параметр $N_{кр}$ для однорядной, трехрядной и пятирядной систем могут принимать примерно такие же или бóльшие значения, что и для систем с законтурным заводнением. О величине параметра $\omega_р$ уже было сказано. Параметр ω для рядных систем более четко выражен, чем для системы с законтурным заводнением. Однако он может колебаться в некоторых пределах. Так, например, для рассматриваемой однорядной системы $\omega \approx 1$. Это значит, что число нагнетательных скважин примерно (но не точно!) равно числу добывающих, поскольку число этих скважин в рядах и расстояния $2\sigma_н$ и $2\sigma_с$ могут быть различными. Ширина полосы при использовании заводнения может составлять 1—1,5 км, а при использовании методов повышения нефтеотдачи — меньшие значения.

Поскольку в однорядной системе число добывающих скважин примерно равно числу нагнетательных, то эта система очень интенсивная. При жестком водонапорном режиме дебиты жидкости добывающих скважин равны расходам закачиваемого агента в нагнетательные скважины. Эту систему используют при разработке низкопроницаемых, сильно неоднородных пластов с целью обеспечения большего охвата пластов воздействием, а также при проведении опытных работ на месторождениях по испытанию технологии методов повышения нефтеотдачи пластов, поскольку она обеспечивает возможность быстрого получения тех или иных результатов. Вследствие того что по однорядной системе, как и по всем рядным системам, допускается различное число нагнетательных и добывающих скважин в рядах, можно нагнетательные скважины использовать для воздействия на различные пропластки с целью повышения охвата неоднородного пласта разработкой.

Во всех системах с геометрически упорядоченным расположением скважин можно выделить элементарную часть (элемент), характерную для данной системы в целом. Складывая элементы, получают всю систему разработки месторождения.

Поскольку в рядных системах число скважин в нагнетательных и добывающих рядах различное, расположение скважин в них можно считать только условно геометрически упорядоченным. Тем не менее, хотя бы условно, можно выделять и элементы.

Элемент однорядной системы разработки показан на рис. 7. При этом шахматному расположению скважин, показанному в левой части этого рисунка, соответствует нагнетательная скважина *1* и добывающая скважина *3*. Для «линейного» расположения скважин, представленного в правой части рис. 7, нагнетательная скважина *2* и добывающая скважина *4* показаны пунктиром. Не только в однорядной, но и в многорядных системах разработки могут применяться как шахматное, так и линейное расположение скважин.

При прогнозировании технологических показателей разработки месторождения достаточно рассчитать данные для одного элемента, а затем суммировать их по всем элементам системы с учетом разновременности ввода элементов в разработку.

Трехрядная и пятирядная системы.

Для трехрядной и пятирядной систем разработки имеет значение не только ширина полосы $L_п$, но и расстояния между нагнетательными и первым рядом добывающих скважин $l_{0\,1}$, между первым и вторым рядом добывающих скважин $l_{1\,2}$ (рис. 8), между вторым и третьим рядом добывающих скважин для пятирядной системы $l_{2\,3}$ (рис. 9). Ширина полосы $L_п$ зависит от числа рядов добывающих скважин и расстояния между ними. Если, например, для пятирядной системы $l_{0\,1}=l_{1\,2}=l_{2\,3}=700$ м, то $L_п=4{,}2$ км.

Параметр ω для трехрядной системы равен примерно 1/3, а для пятирядной $\approx 1/5$. При значительной приемистости на-

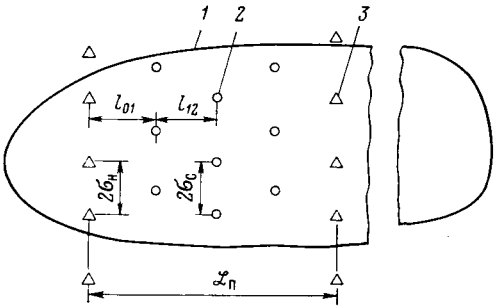


Рис. 8. Расположение скважин при трехрядной системе разработки:
1 — условный контур нефтеносности; *2* — добывающие скважины; *3* — нагнетательные скважины

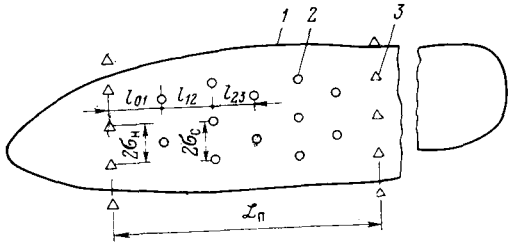


Рис. 9. Расположение скважин при пятирядной системе разработки:
1, 2, 3 — см. рис. 8

гнетательных скважин по трехрядной и пятирядной системам число их вполне обеспечивает высокие дебиты жидкости добывающих скважин и высокий темп разработки месторождения в целом. Конечно, трехрядная система более интенсивная, нежели пятирядная, и обеспечивает определенную возможность повышения охвата пласта воздействием через нагнетательные скважины путем раздельной закачки воды или других веществ в отдельные пропластки. В то же время при пятирядной системе имеются бóльшие, по сравнению с трехрядной, возможности для регулирования процесса разработки пласта путем перераспределения отборов жидкости из отдельных добывающих скважин. Элементы трехрядной и пятирядной систем показаны соответственно на рис. 10 и 11.

2.2.2. Системы с площадным расположением скважин. Рассмотрим наиболее часто используемые на практике системы разработки нефтяных месторождений с площадным расположением скважин: пятиточечную, семиточечную и девятиточечную.

Пятиточечная система (рис. 12). Элемент системы представляет собой квадрат, в углах которого находятся добы-

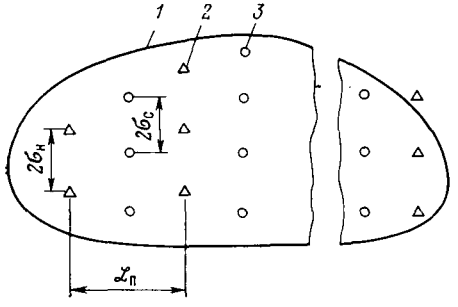


Рис. 10. — Элемент трехрядной системы разработки:
1 — «четверть» нагнетательной скважины; *2* — добывающая скважина; *3* — «четверть» добывающей скважины

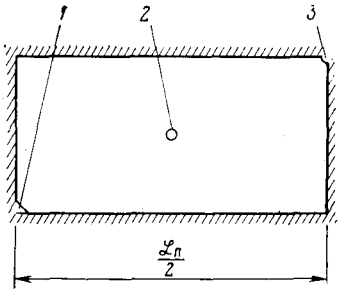


Рис. 11. Элемент пятирядной системы разработки:
1 — «половина» нагнетательной скважины; *2* — «половина» добывающей скважины первого ряда; *3* — добывающая скважина второго ряда; *4* — «четверть» добывающей скважины третьего ряда

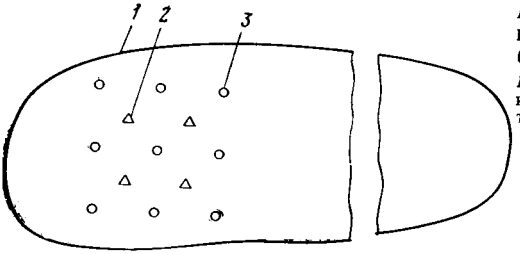


Рис. 12. Расположение скважин при пятиточечной системе разработки:
1 — условный контур нефтеносности; *2* и *3* — скважины соответственно нагнетательные и добывающие

вающие, а в центре — нагнетательная скважина. Для этой системы отношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1 : 1, $\omega = 1$.

Семиточечная система (рис. 13). Элемент системы представляет собой шестиугольник с добывающими скважинами в углах и нагнетательной в центре. Добывающие скважины расположены в углах шестиугольника, а нагнетательная — в центре. Параметр $\omega = 1/2$, т. е. на одну нагнетательную скважину приходятся две добывающие.

Девятиточечная система (рис. 14). Соотношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1 : 3, так что $\omega = 1/3$.

Самая интенсивная из рассмотренных систем с площадным расположением скважин пятиточечная, наименее интенсивная девятиточечная. Считается, что все площадные системы «жесткие», поскольку при этом не допускается без нарушения геометрической упорядоченности расположения скважин и потоков движущихся в пласте веществ использование других нагнетательных скважин для вытеснения нефти из данного элемента, если нагнетательную скважину, принадлежащую данному эле-

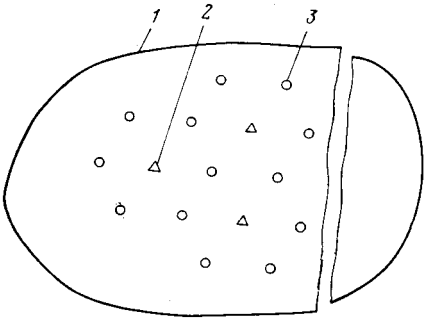


Рис. 13. Расположение скважин при семиточечной системе разработки:
1—3 — см. рис. 12

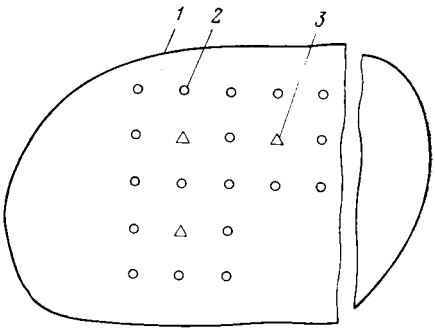


Рис. 14. Расположение скважин при девятиточечной системе разработки:
1 — условный контур нефтеносности; *2* и *3* — скважины соответственно добывающие и нагнетательные

менту, нельзя эксплуатировать по тем или иным причинам. В самом деле, если, например, в блочных системах разработки (особенно в трехрядной и пятирядной) не может эксплуатироваться какая-либо нагнетательная скважина, то ее может заменить соседняя в ряду. Если же вышла из строя или не принимает закачиваемый в пласт агент нагнетательная скважина одного из элементов системы с площадным расположением скважин, то необходимо либо бурить в некоторой точке элемента другую такую скважину (очаг), либо осуществлять процесс вытеснения нефти из пласта за счет более интенсивной закачки рабочего агента в нагнетательные скважины соседних элементов. В этом случае упорядоченность потоков в элементах сильно нарушается.

В то же время при использовании системы с площадным расположением скважин по сравнению с рядной получают важное преимущество, состоящее в возможности более рассредоточенного воздействия на пласт. Это особенно существенно в процессе разработки сильно неоднородных по площади пластов. При использовании рядных систем для разработки сильно неоднородных пластов нагнетание воды или других агентов в пласт сосредоточено в отдельных рядах. В случае же систем с площадным расположением скважин нагнетательные скважины более рассредоточены по площади, что дает возможность подвергнуть отдельные участки пласта большему воздействию. В то же время, как уже отмечалось, рядные системы вследствие их большой гибкости по сравнению с системами с площадным расположением скважин имеют преимущество в повышении охвата пласта воздействием по вертикали. Таким образом, рядные системы предпочтительны при разработке сильно неоднородных по вертикальному разрезу пластов.

В поздней стадии разработки пласт оказывается в значительной своей части занятым вытесняющим нефть веществом (например, водой). Однако вода, продвигаясь от нагнетательных скважин к добывающим, оставляет в пласте некоторые зоны с высокой нефтенасыщенностью, близкой к первоначальной нефтенасыщенности пласта, т. е. так называемые целики нефти. На рис. 15 показаны целики нефти в элементе пятиточечной системы разработки. Для извлечения из них нефти в принципе можно пробурить скважины из числа резервных, в результате чего получают девятиточечную систему.

Помимо упомянутых известны следующие системы разработки: система с батарейным расположением скважин (рис. 16), которую можно использовать в редких случаях в залежах круговой формы в плане; система при барьерном заводнении, применяемом при разработке нефтегазовых залежей; смешанные системы — комбинация описанных систем разработки, иногда со специальным расположением скважин, используют их при разработке крупных нефтяных месторождений и месторождений со сложными геолого-физическими свойствами.

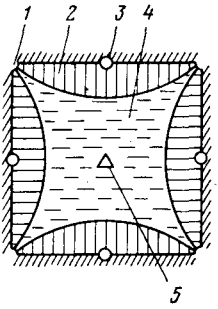


Рис. 15. Элемент пятиточечной системы, превращаемый в элемент девятиточечной системы разработки:

1 — «четверти» основных добывающих скважин пятиточечного элемента; *2* — целики нефти; *3* — дополнительно пробуренные добывающие скважины; *4* — обводненная область элемента; *5* — нагнетательная скважина

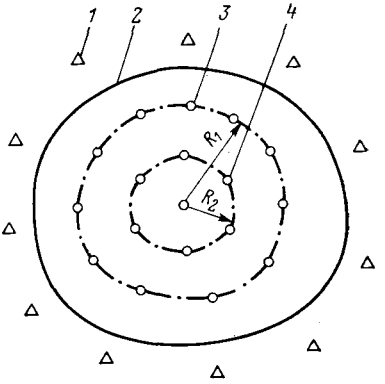


Рис. 16. Схема батарейного расположения скважин:

1 — нагнетательные скважины; *2* — условный контур нефтеносности; *3* и *4* — добывающие скважины соответственно первой батареи радиусом R_1 и второй батареи радиусом R_2

Кроме того, используют очаговое и избирательное заводнения, применяемые для регулирования разработки нефтяных месторождений с частичным изменением ранее существовавшей системы.

§3. ВВОД НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ

Разработка нефтяного месторождения проходит несколько стадий: начальную, когда его разбуривают и обустраивают; среднюю или основную, соответствующую выходу разработки месторождения на запроектированные показатели; стадию резко падающей добычи нефти, когда при постоянной или несколько растущей добыче жидкости быстро уменьшается добыча нефти и при заводнении растет обводненность продукции скважин; завершающую стадию, в течение которой наблюдаются сравнительно медленное, но стабильное падение добычи нефти и такой же рост обводненности продукции. Соответственно и система разработки нефтяного месторождения не сразу приобретает запроектированный вид. При этом темп ввода месторождения в разработку существенно влияет на ее показатели. Для количественной оценки влияния этого темпа будем считать, что за промежуток времени $\Delta\tau$ в разработку вводится некоторое число элементов системы $\Delta n_э$. Если в элементе извлекаемые запасы нефти равны $N_э$, а число скважин $n_э$, то параметр А. П. Крылова для одного элемента составит

$$N_{э\,кр} = N_э/\bar{n}_э. \qquad (I.6)$$

Обозначим темп или скорость ввода элементов в разработку через $w(\tau)$. Имеем

$$w(\tau) = \Delta n_э / \Delta\tau. \tag{I.7}$$

Из (I.6) и (I.7) получим

$$\Delta N_э = N_{э\,кр}\,\Delta n_э = N_{э\,кр}\,w(\tau)\,\Delta\tau. \tag{I.8}$$

Введем понятие о темпе разработки элемента $z_э(t)$, равном отношению текущей добычи нефти из скважин элемента к извлекаемым запасам нефти в данном элементе, так что

$$z_э(\tau) = q_{н\,э}(\tau)/N_э. \tag{I.9}$$

Темп разработки элемента изменяется во времени. Если за момент $\Delta\tau$ к некоторому моменту времени t в разработку было введено $\Delta n_э$ элементов, то для добычи нефти из них получаем следующее выражение:

$$\Delta q_н = \Delta N_э z_э(t-\tau) = N_{э\,кр}\,w(\tau)\,z_э(t-\tau)\,\Delta\tau. \tag{I.10}$$

В формуле (I.10) темп разработки элемента $z_э$ берется средним за промежуток времени $t-\tau$. Для того чтобы определить добычу нефти из месторождения в целом к некоторому моменту времени t, необходимо в формуле (I.10) рассматривать ее изменение за бесконечно малый отрезок времени $d\tau$, а затем перейти к интегралу в пределах от $\tau=0$ до $\tau=t$. Таким образом, добыча нефти из месторождения в целом в момент времени t определится следующим образом:

$$q_н(t) = \int_0^t N_{э\,кр} w(\tau)\,z_э(t-\tau)\,d\tau = N_{э\,кр}\int_0^t w(\tau)\,z_э(t-\tau)\,d\tau. \tag{I.11}$$

Для количественной оценки влияния скорости ввода элементов системы в разработку и темпа разработки отдельных элементов на изменение добычи нефти из месторождения в целом рассмотрим следующие примеры.

Пример I.1. Допустим, что темп разработки одного из элементов некоторой системы разработки изменяется во времени по закону, формула которого имеет вид

$$z_э(\tau) = z_0 e^{-a\tau}. \tag{I.12}$$

Поскольку темп разработки элемента есть отношение текущей добычи нефти из скважин этого элемента к его извлекаемым запасам нефти, то за все время разработки из него будет добыто количество нефти, равное его извлекаемым запасам. Будем считать условно, что время разработки элемента велико, т. е. математически стремится к бесконечности. Тогда

$$\int_0^\infty z_э(\tau)\,d\tau = 1. \tag{I.13}$$

Подставляя (I.12) в (I.13), получим, что $a=z_0$. На рис. 17 показано изменение $z_э(\tau)$ согласно (I.12). В момент времени $\tau=0$ темп разработки элемента

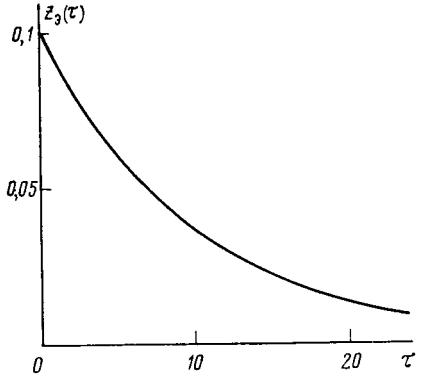


Рис. 17. Зависимость $z_э(\tau)$ от τ при $z_0=0{,}1$

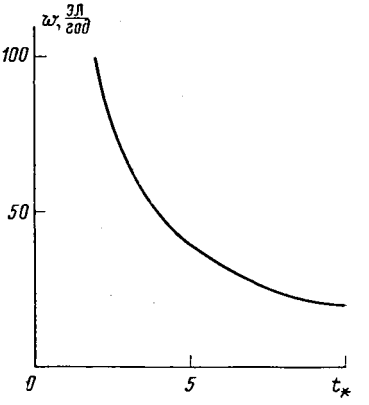


Рис. 18. Зависимость w от t_* при $c=200$

максимальный, равный z_0, а при $\tau\to\infty$ значение $z_э\to 0$. Следует отметить, что помимо (I.12) могут быть, конечно, и другие выражения для $z_э(\tau)$. В рассматриваемом примере будем задаваться различными, но не изменяющимися во времени скоростями ввода элементов системы разработки в эксплуатацию. При этом, если рассматривать одну и ту же систему, то общее число элементов в ней будет постоянным. Ввод их в эксплуатацию с постоянной скоростью w продолжается до момента времени t_*, когда все месторождение будет разбурено и обустроено. Поскольку же общее число элементов системы остается неизменным, то

$$wt_* = c = \text{const}, \tag{I.14}$$

где c — число элементов в системе.

На рис. 18 показано изменение w от t_*. Если элементы вводятся в действие со скоростью $w_1>w_2$, время $t_{*1}<t_{*2}$. Подставив (I.12) и (I.14) в (I.11), получим

$$q_н(t) = N_{экр}\int_0^t wz_0 e^{-z_0(t-\tau)}\,d\tau = N_{экр}w(1-e^{-z_0t}). \tag{I.15}$$

Формула (I.15) справедлива при $0\leqslant t\leqslant t_*$. Для того чтобы получить изменение добычи нефти из месторождения при $t\geqslant t_*$, необходимо условно считать, что при $t\geqslant t_*$ из эксплуатации выключаются элементы системы с той же скоростью w (включаются в действие элементы с отрицательной скоростью $-w$). В результате на основе (I.11) получим при $t\geqslant t_*$

$$q_н(t) = N_{экр}w[e^{-z_0(t-t_*)} - e^{-z_0t}]. \tag{I.16}$$

Из (I.16) видно, что при $t\to\infty$ значение $q_н\to 0$. Пользуясь (I.15) и (I.16), можно заключить, что максимальную добычу нефти из месторождения $q_{н\,max}$ получают при $t=t_*$. Из (I.14) и (I.15)

$$q_{н\,max} = N_{экр}\frac{c}{t_*}(1-e^{-z_0t_*}). \tag{I.17}$$

Анализ формулы (I.17) показывает, что с уменьшением t_*, т. е. с увеличением скорости w ввода элементов системы разработки в действие, максималь-

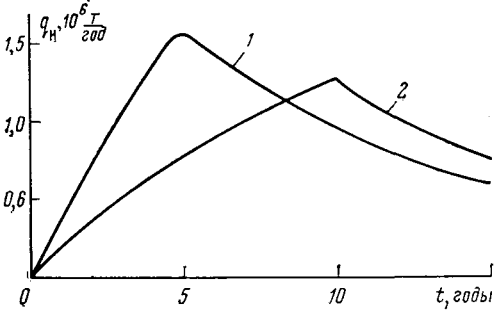


Рис. 19. Зависимость $q_н$ от t:

при $N_{э\ кр}=10^5 \frac{т}{элемент}$, $c=200$ элементов, $z_0=0{,}1$

1 — $w_1=40 \frac{элементов}{год}$; $t_{*1}=5$ лет; *2* — $w_2=20 \frac{элементов}{год}$, $t_{*2}=10$ лет

ная добыча нефти из месторождения $q_{н\,max}$ увеличивается. При мгновенном вводе в эксплуатацию всей системы разработки имеем следующее выражение для максимальной добычи нефти из месторождения:

$$q_{н\,max} = N_{экр} c z_0 = N z_0. \tag{I.18}$$

Поскольку $N_{э\ кр}$ — извлекаемые запасы нефти в одном элементе, а c — число элементов в системе, то $N_{э\ кр} c = N$, т. е. извлекаемым запасам нефти месторождения в целом. На рис. 19 показана зависимость $q_н$ от t при различных скоростях ввода элементов в эксплуатацию w_1 и w_2.

Из рассмотренного примера видно, что для прогнозирования добычи нефти из месторождения в целом важно знать изменение во времени темпа разработки одного элемента системы, извлекаемые запасы в нем и скорость ввода элементов в эксплуатацию. Темп разработки элемента, влияющий на добычу нефти из месторождения в целом, определяется физико-геологическими свойствами пласта, ее системой и технологией. Вместе с тем существенное влияние на уровень добычи нефти оказывает и скорость разбуривания, обустройства и ввода в эксплуатацию месторождения.

Пример I.2. Пусть темп разработки элемента изменяется по закону, формула которого имеет вид

$$z_э = \begin{cases} z_{э0} = \text{const} & \text{при} \quad 0 \leqslant \tau \leqslant t_* \\ 0 & \text{при} \quad \tau > t_*. \end{cases} \tag{I.19}$$

Скорость ввода элементов в разработку изменяется следующим образом:

$$w(\tau) = \begin{cases} w_0 & \text{при} \quad 0 \leqslant \tau \leqslant t_1 \\ 0 & \text{при} \quad \tau > t_1. \end{cases} \tag{I.20}$$

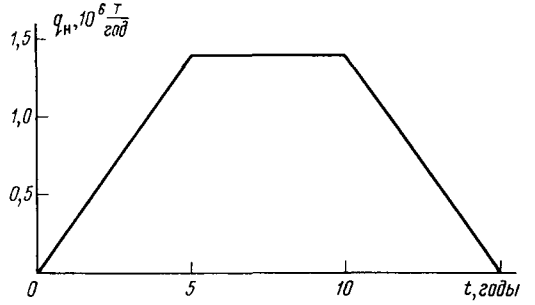


Рис. 20. Зависимость $q_н$ от t:

$N_{э\ кр}=10^5 \frac{т}{элемент}$, $t_*=5$ лет, $z=_{э\ 0}=0{,}056$; $w_0=50 \frac{элементов}{год}$, $t_1=10$ лет

Определим, как будет изменяться со временем добыча нефти из месторождения. Подставляя (I.19) и (I.20) в (I.11), получим следующие выражения:

$$q_н(t) = N_{э\ кр} \int_0^t z_{э0} w_0 d\tau = N_{э\ кр} z_{э0} w_0 t \quad \text{при} \quad 0 \leqslant t \leqslant t_*;$$

$$q_н(t) = N_{э\ кр} z_{э0} w_0 t = \int_{t_*}^t N_{э\ кр} z_{э0} w_0 d\tau = N_{э\ кр} z_{э0} w_0 t_* \quad \text{при} \quad t_* \leqslant t \leqslant t_1;$$

$$q_н(t) = N_{э\ кр} z_{э0} w_0 t_* - \int_{t_1}^t N_{э\ кр} z_{э0} w_0 d\tau = N_{э\ кр} z_{э0} w_0 (t_* + t_1 - t)$$

при $t_1 \leqslant t \leqslant t_1 + t_*$.

Зависимость $q_н(t)$ для рассмотренного примера показана на рис. 20. Она представляет собой «классическую трапецию» — идеализированный вид зависимости добычи нефти из нефтяного месторождения от времени.

§ 4. РЕЖИМЫ ПЛАСТОВ, ТЕХНОЛОГИЯ И ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

До развития методов воздействия на нефтяные пласты с целью извлечения из них нефти разработка месторождений осуществлялась за счет расходования природной энергии. Тогда и появилось важное понятие о режимах нефтяных пластов, которые классифицировались по характеру сил, движущих в них нефть.

Наиболее распространенными в практике разработки нефтяных месторождений режимами пластов были: упругий, растворенного газа и газонапорный или газовой шапки.

При упругом режиме нефть вытесняется из пористой среды за счет упругого расширения жидкостей (нефти и воды), а также уменьшения порового объема со снижением пластового давления вследствие деформации горных пород.

Если законтурная область нефтяного пласта имеет выход на дневную поверхность в горах, где пласт постоянно пополняется водой, или водоносная область нефтяной залежи весьма обширна, а пласт в ней высоко проницаем, то режим такого пласта будет естественным упруговодонапорным.

Извлечение нефти при режиме растворенного газа происходит при падении пластового давления ниже давления насыщения, выделении из нефти растворенного в ней газа в виде пузырьков и их расширении. Режим растворенного газа в чистом виде наблюдается в часто переслаивающихся пластах, где затруднена вертикальная сегрегация газа за счет гравитации. В большинстве же случаев выделяющийся из нефти газ всплывает под действием гравитационных сил, образуя газовую шапку (вторичную). В результате этого в пласте создается газонапорный режим или режим газовой шапки.

Когда же оказываются истощенными и упругая энергия, и энергия выделяющегося из нефти газа, нефть из пласта под действием гравитации стекает на забой, после чего ее извлекают. Такой режим пласта называют гравитационным.

Однако в современной нефтяной промышленности СССР преобладающее значение имеет разработка нефтяных месторождений с воздействием на пласт. В этих условиях понятие «режим пласта» не полностью характеризует процесс извлечения нефти из недр. Например, разработка некоторого месторождения осуществляется с применением закачки в пласт в течение определенного времени жидкой двуокиси углерода, а затем воды, продвигающей по пласту закачанную порцию (оторочку) двуокиси углерода. Можно, конечно, говорить, что режим пласта в этом случае искусственно водонапорный. Однако этого слишком мало для описания процесса извлечения нефти. Необходимо учитывать не только режим, но и механизм извлечения нефти из пласта, связанный с технологией его разработки.

Чтобы осуществлять разработку месторождений, необходимо обосновать и выбрать не только систему, но и технологию разработки.

Технологией разработки нефтяных месторождений называется совокупность способов, применяемых для извлечения нефти из недр. В данном выше понятии системы разработки в качестве одного из определяющих ее факторов указано наличие или отсутствие воздействия на пласт. От этого фактора зависит необходимость бурения нагнетательных скважин. Технология же разработки пласта не входит в определение системы разработки. При одних и тех же системах можно использовать различные технологии разработки месторождений. Конечно, при проектировании разработки месторождения необходимо

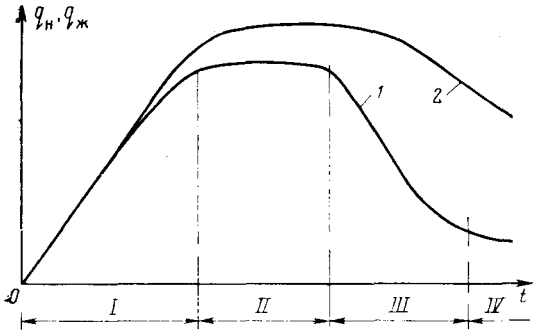


Рис. 21. Зависимость $q_н$, $q_ж$ от t:
1 и *2* — добыча соответственно нефти $q_н$ и жидкости $q_ж$

учитывать, какая система лучше соответствует избранной технологии и при какой системе разработки могут быть наиболее легко получены заданные показатели.

Разработка каждого нефтяного месторождения характеризуется определенными показателями. Рассмотрим общие показатели, присущие всем технологиям разработки. К ним можно отнести следующие.

1. Добыча нефти из месторождения в процессе его разработки. Как уже отмечалось, процесс разработки нефтяного месторождения можно условно разделить на четыре стадии. На первой стадии (*I*, рис. 21), когда происходят разбуривание, обустройство месторождения, ввод скважин и промысловых сооружений (ввод элементов системы разработки) в эксплуатацию, добыча нефти растет, что обусловлено в значительной степени скоростью разбуривания и обустройства месторождения, которая зависит от работы буровых и промыслово-строительных подразделений.

Вторая стадия (*II*, см. рис. 21) характеризуется максимальной добычей нефти. В задании на проектирование разработки месторождения часто указывают именно максимальную добычу нефти, год, в котором эта добыча должна быть достигнута, а также продолжительность второй стадии.

Третья стадия (*III*, см. рис. 21) характеризуется резким падением добычи нефти и значительным ростом обводненности продукции скважин (при заводнении нефтяных пластов). На четвертой стадии (*IV*, см. рис. 21) наблюдаются сравнительно медленное, постепенное падение добычи нефти, высокая обводненность продукции скважин и неуклонное ее нарастание. Четвертую стадию называют поздней или завершающей стадией разработки. Отметим еще раз, что описанная картина изменения добычи нефти из месторождения в процессе его разработки будет происходить естественно в том случае, когда технология разработки месторождения и, может быть, система разработки останутся неизменными во времени. В связи с развитием методов повышения нефтеотдачи пластов на какой-то стадии разработки месторождения, скорее всего на третьей или четвертой,

может быть применена новая технология извлечения нефти из недр, вследствие чего снова будет расти добыча нефти из месторождения.

2. Темп разработки месторождений $z(t)$, изменяющийся во времени t, равный отношению текущей добычи нефти $q_н(t)$ к извлекаемым запасам месторождения:

$$z(t) = q_н(t)/N. \tag{I.21}$$

Если извлекаемые запасы нефти месторождения остаются неизменными в процессе его разработки, то изменение во времени темпа разработки месторождения происходит аналогично изменению добычи нефти и проходит те же стадии, что и добыча нефти.

Разработка месторождения, начавшись в момент времени $t=0$, заканчивается в момент $t_к$, к которому из пласта будут добыты все извлекаемые запасы нефти N. Тогда

$$\int_0^{t_к} z(t)\,dt = 1. \tag{I.22}$$

При расчетах добычи нефти $z(t)$ можно представлять аналитическими функциями. Поэтому для удобства интегрирования можно полагать, что

$$\int_0^{\infty} z(t)\,dt = 1, \tag{I.23}$$

поскольку $z(t)=0$ при $t_к \leqslant t < \infty$.

Можно получить связь между темпом разработки месторождения в целом, параметром $N_{э\,кр}$, темпом разработки элемента системы $z_э(\tau)$ и скоростью ввода элементов системы в эксплуатацию $w(t)$. Используя (I.11) и (I.21), получим

$$z(t) = \frac{N_{э\,кр}}{N} \int_0^t w(\tau)\, z_э(t-\tau)\,d\tau. \tag{I.24}$$

Темп разработки нефтяного месторождения можно представить также в виде отношения текущей добычи нефти $q_н(t)$ к геологическим запасам нефти G месторождения. Имеется следующая связь между извлекаемыми и геологическими запасами нефти:

$$N = \eta_к G, \tag{I.25}$$

где $\eta_к$ — конечная нефтеотдача.

Используя (I.25), можно найти темп разработки месторождения, определяемый как

$$\overline{z(t)} = \frac{q_н(t)}{G}. \tag{I.26}$$

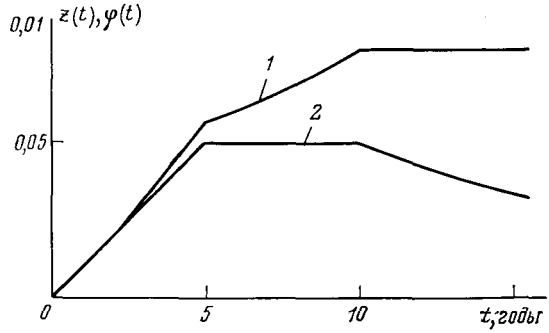


Рис. 22. Зависимости темпов разработки месторождений $z(t)$ и $\varphi(t)$ от времени:

1 и *2* — темпы разработки соответственно от остаточных запасов нефти $\varphi(t)$ и от начальных ее запасов $z(t)$

Используя (I.21), (1.25) и (1.26), получим

$$\overline{z(t)} = \eta_к z(t). \tag{I.27}$$

Наконец, есть понятие о темпе разработки, определяемом как отношение текущей добычи нефти $q_н(t)$ к остаточным (извлекаемым) запасам нефти $N_{ост}(t)$ месторождения, т. е.

$$\varphi(t) = \frac{q_н(t)}{N_{ост}(t)}. \tag{I.28}$$

Для $N_{ост}(t)$ имеем следующее выражение:

$$N_{ост}(t) = N - \int_0^t q_н(t)\,dt. \tag{I.29}$$

Продифференцируем выражение (I.28) с учетом (I.29). Имеем

$$\frac{d\varphi}{dt} N_{ост} + \varphi \frac{dN_{ост}}{dt} = \frac{dq_н}{dt}. \tag{I.30}$$

Учитывая, что $N_{ост} = q_н/\varphi$, $dN_{ост}/dt = -q_н$, $q_н = zN$, получим окончательно следующую дифференциальную связь между темпами разработки месторождения:

$$\frac{d\varphi}{dt}\,\frac{z}{\varphi} - \varphi z = \frac{dz}{dt}. \tag{I.31}$$

Если зависимость $z = z(t)$ выразить аналитически, то, подставив ее в (I.31), получим $\varphi = \varphi(t)$.

Пример I.3. Допустим, что темп разработки нефтяного месторождения изменяется во времени так, как это показано на рис. 22. На первой стадии разработки месторождения $z(t)$ изменяется по линейному закону:

$$z(t) = at; \qquad 0 \leqslant t \leqslant t_1.$$

На второй стадии темп разработки, исчисляемый от начальных извлекаемых запасов нефти, остается постоянным, равным максимальному z_{max}:

$$z(t) = z_{max} = \text{const}; \qquad t_1 \leqslant t \leqslant t_2.$$

На третьей и четвертой стадиях темп разработки месторождения $z(t)$ уменьшается по закону, формула которого имеет вид

$$z(t) = z_{max} e^{-c(t-t_2)}; \qquad t > t_2.$$

Требуется определить, как будет изменяться на указанных стадиях темп разработки $\varphi(t)$, исчисляемый от остаточных извлекаемых запасов нефти месторождения.

Прежде всего следует указать, что если параметры a, t_1, t_2 и z_{max} заданы, то параметр c, характеризующий скорость уменьшения темпа разработки на третьей и четвертой стадиях, будет зависеть от заданных параметров и определяться на основе формулы (I.23).

Для определения зависимости $\varphi(t)$ на различных стадиях разработки месторождения можно подставить $z(t)$ из приведенных выражений в дифференциальное соотношение (I.31). Однако для первой стадии проще определить $\varphi(t)$ непосредственно из выражений (I.28) и (I.29). Тогда получим

$$q_н = aNt; \qquad \int_0^t q_н(t)\,dt = \frac{aNt^2}{2}; \qquad \varphi = \frac{at}{1 - \frac{at^2}{2}}. \tag{I.32}$$

Сделаем числовые оценки величин $z(t)$ и $\varphi(t)$. Если, например, при $t_1 = 5$ лет значение $z = z_{max} = 0{,}05$ 1/год и, следовательно, $a = 0{,}01$ 1/год^2, то $\varphi = 0{,}057$. Как видно из выражения (I.32), $\varphi(t)$ при линейном возрастании $q_н(t)$ увеличивается нелинейно. На рис. 22 показано изменение $\varphi(t)$ на различных стадиях разработки.

Для определения $\varphi(t)$ на второй стадии подставим выражение $z = z_{max} = \text{const}$, характерное для этой стадии, в (I.31). Получим дифференциальное уравнение

$$d\varphi/dt = \varphi^2. \tag{I.33}$$

Его решением будет

$$\varphi = 1/(C - t), \tag{I.34}$$

где C — постоянная, подлежащая определению из условия

$$\varphi = \frac{at_1}{1 - \frac{at_1^2}{2}} = \frac{1}{C - t_1} \quad \text{при} \quad t = t_1. \tag{I.35}$$

Из (I.35) получим

$$C = t_1 + \frac{1 - \frac{at_1^2}{2}}{at_1}. \tag{I.36}$$

Так как $z_{max} = at_1$, из (I.34) и (I.36) окончательно имеем

$$\varphi = \frac{z_{max}}{1 - z_{max}\left(t - \frac{t_1}{2}\right)}; \qquad t_1 \leqslant t \leqslant t_2. \tag{I.37}$$

Пусть $t_2 = 10$ лет, т. е. максимальный уровень добычи нефти поддерживается еще 5 лет после выхода месторождения на него. Тогда при $t = t_2$ значение $\varphi = 0{,}08$. Из формулы (I.37) следует, что и на второй стадии $\varphi(t)$ возрастает.

На третьей и четвертой стадиях

$$\varphi = \text{const}; \qquad t > t_2. \tag{I.38}$$

В самом деле, подставляя (I.37) в (I.31), получим следующее дифференциальное уравнение:

$$dz/dt = -cz. \tag{I.39}$$

Его решением будет

$$z = z_{\max} e^{-c(t-t_2)}. \tag{I.40}$$

Выражение (I.40) как раз совпадает с законом изменения $z(t)$ в третьей и четвертой стадиях. Таким образом, на этих стадиях темп разработки $z(t)$, исчисляемый от начальных извлекаемых запасов, в рассматриваемом случае, падает, а $\varphi(t)$, исчисляемый от остаточных извлекаемых запасов, остается постоянным до конца разработки. Можно утверждать следующее: экспоненциальное падение добычи нефти из месторождения в целом получается при постоянном темпе разработки от остаточных извлекаемых запасов.

3. Добыча жидкости из месторождения. При разработке нефтяных месторождений вместе с нефтью и газом из пласта добывается вода. При этом можно рассматривать нефть вместе с растворенным в ней газом или дегазированную нефть. Добыча жидкости — это суммарная добыча нефти и воды. На рис. 21 показано изменение в процессе разработки месторождения с применением заводнения добычи нефти $q_н$ и жидкости $q_ж = q_н + q_в$ ($q_в$ — добыча воды). Как видно из этого рисунка, добыча жидкости всегда превышает добычу нефти. На третьей и четвертой стадиях из месторождения обычно добывается количество жидкости, в несколько раз превышающее количество добываемой нефти.

4. Нефтеотдача — отношение количества извлеченной из пласта нефти к первоначальным ее запасам в пласте. Различают текущую и конечную нефтеотдачу. Под текущей нефтеотдачей понимают отношение количества извлеченной из пласта нефти на данный момент разработки пласта к первоначальным ее запасам. Конечная нефтеотдача — отношение количества добытой нефти к первоначальным ее запасам в конце разработки пласта. Вместо термина «нефтеотдача» употребляют также термин «коэффициент нефтеотдачи».

Уже из данного выше определения текущей нефтеотдачи следует, что она переменна во времени и возрастает по мере увеличения количества извлеченной из пласта нефти. Поэтому термин «коэффициент нефтеотдачи» можно применять по отношению к конечной нефтеотдаче.

Текущую нефтеотдачу обычно представляют зависящей от различных факторов — количества закачанной в пласт воды при заводнении, отношения этого количества к объему пор пласта, отношения количества извлеченной из пласта жидкости к объему пор пласта, обводненности продукции и просто от времени. На рис. 23 показан типичный вид зависимости нефтеотдачи η от времени t. Если $t_к$ — момент окончания разработки пласта, то $\eta_к$ — конечная нефтеотдача. Можно говорить о нефтеотдаче

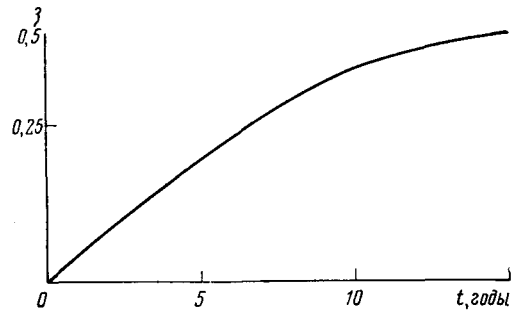


Рис. 23. Зависимость текущей нефтеотдачи η от времени t

не только какого-то одного пласта, объекта, месторождения, но и о средней нефтеотдаче по группе месторождений, некоторому геологическому комплексу, нефтедобывающему региону и по стране в целом, понимая под текущей нефтеотдачей отношение количества извлеченной из пласта нефти в данный момент времени к первоначальным ее геологическим запасам в группе месторождений, комплексе, регионе или в стране и под конечной нефтеотдачей — отношение извлеченной из пласта нефти в конце разработки к геологическим запасам.

Нефтеотдача вообще зависит от многих факторов. Обычно выделяют факторы, связанные с самим механизмом извлечения нефти из пластов, и факторы, характеризующие полноту вовлечения пласта в целом в разработку. Поэтому нефтеотдачу и представляют в виде следующего произведения:

$$\eta = \eta_1 \eta_2, \tag{I.41}$$

где η_1 — коэффициент вытеснения нефти из пласта; η_2 — коэффициент охвата пласта разработкой. Учитывая сказанное, следует помнить, что для текущей нефтеотдачи коэффициент вытеснения — величина, переменная во времени. Произведение $\eta_1\eta_2$ справедливо для всех процессов разработки нефтяных месторождений. Впервые это представление было введено А. П. Крыловым при рассмотрении нефтеотдачи пластов при их разработке с применением заводнения. Величина η_1 равна отношению количества извлеченной из пласта нефти к запасам нефти, первоначально находившимся в части пласта, вовлеченной в разработку. Величина η_2 равна отношению запасов нефти, вовлеченных в разработку, к общим геологическим запасам нефти в пласте.

Конечная нефтеотдача определяется не только возможностями технологии разработки нефтяных месторождений, но и экономическими условиями. Если даже некоторая технология позволяет достичь значительно более высокой конечной нефтеотдачи, чем существующая, это может быть невыгодно по экономическим причинам.

5. Добыча газа из нефтяного месторождения в процессе его разработки. Эта величина при разработке месторождений на естественных режимах или при воздействии на пласт зависит от содержания газа в пластовой нефти, подвижности газа относительно подвижности нефти в пласте, отношения пластового давления к давлению насыщения, системы разработки нефтяного месторождения. В процессе поддержания пластового давления выше давления насыщения путем заводнения пласта кривая изменения добычи газа во времени будет подобна кривой добычи нефти. В случае же разработки нефтяного месторождения без воздействия на пласт, т. е. с падением пластового давления, после того как средневзвешенное пластовое давление $\bar{p}$ станет меньше давления насыщения $p_{нас}$, насыщенность пласта газовой фазой существенно увеличивается и добыча газа резко возрастает.

Для характеристики добычи нефти и газа из скважин употребляют понятие о газовом факторе, т. е. отношение объема добываемого из скважины газа, приведенного к стандартным условиям, к добыче в единицу времени дегазированной нефти. В принципе понятие о среднем газовом факторе можно использовать в качестве технологической характеристики разработки нефтяного месторождения в целом. Тогда средний газовый фактор равен отношению текущей добычи газа к текущей добыче нефти из месторождения.

6. Расход нагнетаемых в пласт веществ и их извлечение вместе с нефтью и газом. При осуществлении различных технологических процессов извлечения нефти и газа из недр в пласт закачиваются обычная вода, вода с добавками химических реагентов, горячая вода или пар, углеводородные газы, воздух, двуокись углерода и другие вещества. Расход этих веществ может изменяться в процессе разработки месторождения. Эти вещества могут добываться из пласта вместе с нефтью, и их темп извлечения также относится к числу технологических показателей.

7. Распределение давления в пласте. В процессе разработки нефтяного месторождения давление в пласте изменяется по сравнению с первоначальным. При этом на отдельных участках пласта оно, естественно, будет различным. Так, вблизи нагнетательных скважин давление повышенное, а вблизи добывающих скважин — пониженное (воронки депрессии). Поэтому, говоря о пластовом давлении, обычно подразумевают средневзвешенное по площади или объему пластовое давление. Средневзвешенное по площади месторождения пластовое давление

$$\bar{p} = \frac{1}{S} \iint_S p(x, y)\, dxdy. \qquad (I.42)$$

В формуле (I.42) интеграл берется по площади S месторождения.

При проектировании разработки нефтяного месторождения важно рассчитать распределение давления в пласте в целом или в элементе системы разработки. В качестве показателей разработки используют также давления в характерных точках разрабатываемого пласта — на забоях нагнетательных скважин $p_н$, на линиях или контурах нагнетания $p_н'$, на линиях или контурах отбора $p_с'$ и в добывающих скважинах $p_с$ (рис. 24). Важно определять также перепады пластового давления, исчисляемые как разность давлений в нагнетательных и добывающих скважинах.

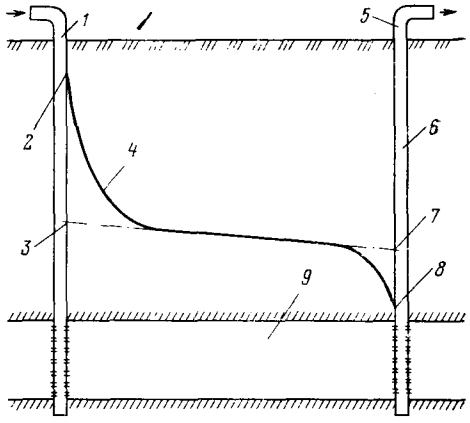


Рис. 24. **Распределение давления в характерных точках пласта и в скважинах:** *1* — нагнетательная скважина; *2* — давление $p_н$; *3* — давление $p_н'$; *4* — эпюра пластового давления; *5* — давление $p_у$; *6* — добывающая скважина; *7* — давление $p_с'$; *8* — давление $p_с$; *9* — пласт

8. Давление $p_у$ на устье добывающих скважин. Это давление задается исходя из требований обеспечения сбора и транспорта по трубам добываемых из пласта нефти, газа и воды от устья скважин к нефтепромысловым установкам по сепарации газа, обезвоживанию и обессоливанию нефти.

9. Распределение скважин по способам подъема жидкости с забоя на дневную поверхность. Проницаемость нефтяных пластов вследствие их неоднородности различна на отдельных участках месторождений. Это различие усугубляется условиями вскрытия нефтяных пластов при бурении скважин, их крепления и освоения. В результате продуктивность отдельных скважин, пробуренных на месторождении, оказывается резко различной. Тогда при одном и том же перепаде давлений $\Delta p_с = p_н - p_с$ и одинаковом устьевом давлении $p_у$ в добывающих скважинах дебиты их будут различными или же равные дебиты скважин могут быть получены при различных забойных давлениях. Указанные обстоятельства приводят к применению в скважинах различных способов подъема добываемых из пласта веществ на дневную поверхность. Так, при высокой продуктивности (высоком забойном давлении) и небольшой обводненности продукции скважины могут фонтанировать, при меньшей продуктивности могут понадобиться механизированные способы подъема жидкости с забоя. Зная распределение коэффициентов продуктивности добывающих скважин и области эффективного применения различных способов эксплуатации, можно найти вероятностное статистическое распределение скважин месторождения по способам подъема жидкости из недр.

10. Пластовая температура. В процессе разработки нефтяных месторождений пластовая температура изменяется в связи с дроссельными эффектами, наблюдающимися при движении жидкостей и газов в призабойных зонах скважин; закачкой в пласты воды с температурой, отличающейся от пластовой; вводом в пласт теплоносителей или осуществлением внутрипластового горения. Таким образом, начальная температура пласта, являясь природным фактором, может быть изменена в процессе разработки и стать, как и пластовое давление, показателем разработки. При проектировании процессов разработки нефтяных месторождений, проведение которых связано со значительным изменением пластовой температуры, необходимо рассчитывать распределение температуры в пласте в целом или в элементе системы разработки. Важно также прогнозировать изменение температуры вблизи забоев нагнетательных и добывающих скважин, а также в других пластах, соседних с разрабатываемым.

Помимо описанных основных показателей разработки при осуществлении различных технологий извлечения нефти из недр определяют также особые показатели, свойственные данной технологии. Например, при вытеснении нефти из пластов водными растворами поверхностно-активных веществ, полимеров или двуокисью углерода необходимо количественно прогнозировать сорбцию и связанную с ней скорость движения в пласте реагентов. При использовании влажного внутрипластового горения — определять водовоздушное отношение, скорость продвижения по пласту фронта горения и т. д.

Необходимо подчеркнуть, что все показатели, присущие данной технологии извлечения нефти из недр при данной системе разработки нефтяного месторождения, взаимосвязаны. Нельзя, например, произвольно задавать перепады давления, пластовое давление, добычу жидкости и расход закачиваемых в пласт веществ. Изменение одних показателей может повлечь за собой изменение других. Взаимосвязь показателей разработки следует учитывать в расчетной модели разработки нефтяного месторождения, и если одни из показателей заданы, то другие должны быть рассчитаны.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение объекта и системы разработки нефтяного месторождения.
2. Укажите главные параметры, которыми характеризуется система разработки месторождения.
3. Изложите классификацию систем разработки месторождений.
4. Получите формулу, характеризующую взаимосвязь между темпами разработки от начальных извлекаемых запасов и остаточных извлекаемых запасов.
5. Дайте определение элемента разработки месторождения.

Глава II

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. МОДЕЛИ ПЛАСТОВ И ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ

Под моделью в широком научном смысле этого слова понимают реально или мысленно созданную структуру, воспроизводящую или отражающую изучаемый объект. Название модель происходит от латинского слова modulus, что означает «мера, образец». Моделирование принадлежит к числу основных методов познания природы и общества. Оно широко используется в технике и является важным этапом в осуществлении научно-технического прогресса.

Создание моделей нефтяных месторождений и осуществление на их основе расчетов разработки месторождений — одна из главных областей деятельности инженеров и исследователей-нефтяников.

На основе геолого-физических сведений о свойствах нефтяного, газового или газоконденсатного месторождения, взглядов на его будущую систему и технологию разработки создают количественные представления о их разработке. Система взаимосвязанных количественных представлений о разработке месторождения — модель его разработки, которая состоит из модели пласта и модели процесса разработки месторождения.

Модель пласта — это система количественных представлений о его геолого-физических свойствах, используемая в расчетах разработки нефтяного месторождения. Модель процесса разработки месторождения — система количественных представлений о процессе извлечения нефти из недр. Вообще говоря, в модели разработки нефтяного месторождения можно использовать любую комбинацию моделей пласта и процесса разработки, лишь бы эта комбинация наиболее точно отражала свойства пластов и процессов. Вместе с тем выбор той или иной модели пласта может повлечь за собой учет в модели процесса каких-либо дополнительных его особенностей и наоборот.

Модель пласта следует, конечно, отличать от его расчетной схемы, которая учитывает только геометрическую форму пласта. Например, моделью пласта может быть слоисто-неоднородный пласт. В расчетной же схеме пласт при одной и той же его модели может быть представлен как пласт круговой формы, прямолинейный пласт и т. д.

Модели пластов и процессов извлечения из них нефти и газа всегда облечены в математическую форму, т. е. характеризуются определенными математическими соотношениями.

Главная задача инженера, занимающегося расчетом разработки нефтяного месторождения, заключается в составлении расчетной модели на основе отдельных представлений, полученных в результате геолого-геофизического изучения месторождения, а также гидродинамических исследований скважин.

По данным геолого-геофизических и гидродинамических исследований, можно получить весьма пеструю картину месторождения. В расчетной модели ее следует упорядочить, выделив главные особенности моделируемых пластов и охарактеризовав их количественно.

Обычно все многообразие пластов-коллекторов нефти и газа сводят к определенным типам моделей пластов, которые и будут рассмотрены.

§ 2. ТИПЫ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТОВ

Нефтяные месторождения как объекты природы обладают весьма разнообразными свойствами. Известно, что нефть может насыщать не только пористые песчаники, но и находиться в микроскопических трещинах, кавернах, имеющихся в известняках, доломитах и даже в изверженных породах.

Одна из основных особенностей нефтегазосодержащих пород — различие коллекторских свойств (пористости, проницаемости) на отдельных участках пластов. Эту пространственную изменчивость свойств пород-коллекторов нефти и газа называют литологической неоднородностью пластов.

Вторая основная особенность нефтегазоносных коллекторов — наличие в них трещин, т. е. трещиноватость пластов.

При разработке месторождений эти особенности нефтегазоносных пород оказывают наиболее существенное влияние на процессы извлечения из них нефти и газа.

Модели пластов с известной степенью условности подразделяют на детерминированные и вероятностно-статистические.

Детерминированные модели — это такие модели, в которых стремятся воспроизвести как можно точнее фактическое строение и свойства пластов. Другими словами, детерминированная модель при все более детальном учете особенностей пласта должна стать похожей на «фотографию» пласта. Например, на рис. 25 показан в плане реальный пласт с отдельными участками пористостью m_i и проницаемостью k_i. В действительности строение пласта, показанного на этом рисунке, более сложное. Однако с определенной степенью точности схему этого пласта можно считать его расчетной моделью. Практическое применение детерминированных моделей пластов стало возможным благодаря широкому развитию быстродействующей вычислительной техники и соответствующих математических методов. При расчете данных процессов разработки нефтяного месторождения с использованием детерминированной модели всю пло-

щадь пласта или его объем разбивают на определенное число ячеек в зависимости от заданной точности расчета, сложности процесса разработки и мощности ЭВМ. Каждой ячейке придают те свойства, которые присущи пласту в области, соответствующей ее положению.

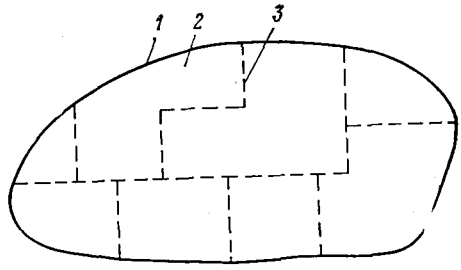


Рис. 25. Схема детерминированной модели пласта с участками различной пористости и проницаемости:
1 — условный контур нефтеносности; *2* — участок пласта с пористостью пород m_i и проницаемостью k_i; *3* — границы участков пласта с различными пористостью и проницаемостью

Дифференциальные уравнения разработки месторождения заменяют конечно-разностными соотношениями, а затем производят расчет на ЭВМ.

Вероятностно - статистические модели не отражают детальные особенности строения и свойства пластов. При их использовании ставят в соответствие реальному пласту некоторый гипотетический пласт, имеющий такие же вероятностно-статистические характеристики, что и реальный. К числу наиболее известных и чаще всего используемых в теории и практике разработки нефтяных месторождений вероятностно-статистических моделей пластов относятся следующие.

1. Модель однородного пласта. В этой модели основные параметры реального пласта (пористость, проницаемость), изменяющиеся от точки к точке, осредняют. Часто, используя модель такого пласта, принимают гипотезу и о его изотропности, т. е. равенстве проницаемостей в любом направлении, исходящем из рассматриваемой точки пласта. Однако иногда считают пласт анизотропным. При этом принимают, что проницаемость пласта по вертикали (главным образом вследствие напластования) отличается от его проницаемости по горизонтали. Модель однородного в вероятностно-статистическом смысле пласта используют для пластов с действительной небольшой неоднородностью.

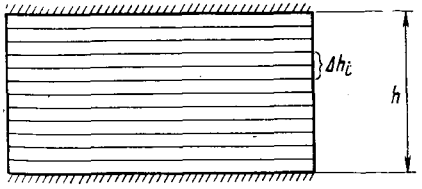


Рис. 26. Модель слоистого пласта

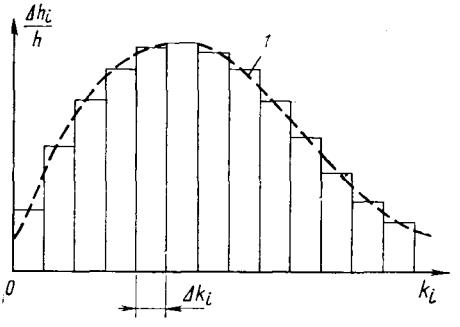


Рис. 27. Гистограмма проницаемости:
1 — кривая, аппроксимирующая гистограмму

2. Модель слоистого пласта. Эта модель представляет собой структуру (пласт), состоящую из набора слоев с пористостью m_i и проницаемостью k_i (рис. 26). При этом считают, что из всей толщины пласта h слои с пористостью в пределах Δm_i и проницаемостью в пределах Δk_i составляют часть Δh_i. Если каким-либо образом, например путем анализа кернового материала, геофизическими методами и т. д., измерять проницаемость отдельных прослоев пласта в различных скважинах, то окажется, что из суммарной толщины всех измеренных пропластков h часть их Δh_1 обладает проницаемостью в пределах Δk_1. Другая часть пропластков Δh_2 будет иметь проницаемость в пределах Δk_2 и т. д. Можно для реального пласта построить зависимость

$$\Delta h_i/h = f(k_i)\,\Delta k_i, \qquad \text{(II.1)}$$

и на ее основе создать модель слоистого пласта, которая будет представлять собой структуру, состоящую из набора прослоев различной проницаемости и характеризующуюся той же функцией (II.1), что и реальный пласт.

С помощью зависимости вида (II.1) построена гистограмма, показанная на рис. 27, где ступеньками представлены доли общей толщины пласта, которые занимают пропластки с соответствующей проницаемостью.

3. Модель трещиноватого пласта. Если нефть в пласте залегает в трещинах, разделяющих непористые и непроницаемые блоки породы, то модель такого пласта может быть представлена в виде набора непроницаемых кубов, грани которых равны l_*, разделенных щелями шириной b_*. Реальный пласт при этом может иметь блоки породы различной величины и формы, а также трещины различной ширины. Сечение реального пласта

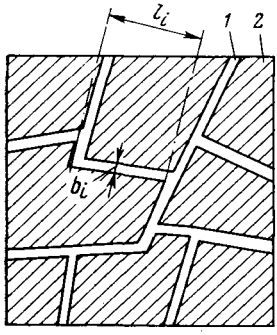


Рис. 28. Сечение трещиноватого пласта:
1 — трещины; *2* — блоки породы

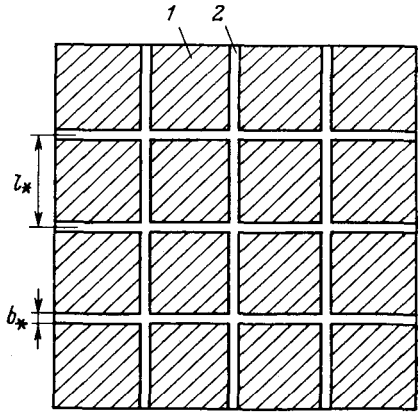


Рис. 29. Сечение модели трещиноватого пласта площадью ΔS:
1 — блоки породы; *2* — трещины

площадью ΔS показано на рис. 28, где i-я трещина имеет длину l_i и ширину b_i. На рис. 29 показано сечение модели этого пласта ΔS площадью, представляющей собой набор квадратов со стороной l_* и шириной трещин b_*. Рассмотрим наиболее существенные осредненные, а потому и вероятностно-статистические характеристики трещиноватого пласта.

Известно, что скорость v_i течения вязкой жидкости в единичной трещине в направлении, перпендикулярном к плоскости (см. рис. 28), определяется следующей зависимостью:

$$v_i = \frac{b_i^2}{12\mu} \frac{\Delta p}{\Delta x_{\Delta x \to 0}} = -\frac{b_i^2}{12\mu} \frac{\partial p}{\partial x}. \tag{II.2}$$

Расход жидкости Δq, протекающей через сечение площади ΔS в направлении x, выражается следующим образом:

$$\Delta q = \sum_{\Delta S} v_i b_i l_i = -\frac{\sum_{\Delta S} b_i^3 l_i}{12\mu} \frac{\partial p}{\partial x}. \tag{II.3}$$

Введем понятие густоты трещин $\Gamma_т$, определяемой формулой

$$\Gamma_т = \frac{\sum_{\Delta S} l_i}{2\Delta S_{\Delta S \to 0}}, \tag{II.4}$$

а также средней ширины трещин b_*. Тогда из (II.3), (II.4) получим выражение для скорости фильтрации в трещиноватом пласте

$$v_т = \frac{\Delta q}{\Delta S_{\Delta S \to 0}} = -\frac{b_*^3}{12\mu} \frac{\sum_{\Delta S} l_i}{\Delta S} \frac{\partial p}{\partial x_{\Delta S \to 0}} = \frac{b_*^3 \Gamma_т}{6\mu} \frac{\partial p}{\partial x}. \tag{II.5}$$

Выражение (II.5) — аналог формулы закона Дарси для трещиноватых пластов. При этом проницаемость трещиноватого пласта

$$k_т = b_*^3 \Gamma_т / 6. \tag{II.6}$$

Можно получить выражение для трещинной пористости $m_т$, принимая ее равной «просветности» сечения трещиноватого пласта. Имеем

$$m_т = \frac{\sum_{\Delta S} b_i l_i}{\Delta S_{\Delta S \to 0}} = \frac{b_* \sum_{\Delta S} l_i}{\Delta S_{\Delta S \to 0}} = 2 b_* \Gamma_т. \tag{II.7}$$

Пример II.1. В результате гидродинамических и геофизических исследований трещиноватого пласта известно, что $k_т = 1$ мкм^2, $m_т = 0{,}2 \cdot 10^{-2}$. Требуется определить среднюю ширину трещин b_* и их густоту $\Gamma_т$.

Из формул (II.6) и (II.7)

$$b_* = \left(\frac{12 k_т}{m_т}\right)^{1/2},$$

тогда

$$b_* = \left(\frac{12 \cdot 10^{-12}}{0{,}2 \cdot 10^{-2}}\right)^{1/2} = 7{,}74 \cdot 10^{-5} \text{ м} = 77{,}4 \text{ мкм};$$

$$\Gamma_т = \frac{m_т}{2b_*} = \frac{0{,}2 \cdot 10^{-12}}{2 \cdot 7{,}74 \cdot 10^{-5}} = 13 \text{ 1/м}.$$

Таким образом, в данном случае «модельная» густота трещин равна 13 трещинам на 1 м ствола скважины.

4. Модель трещиновато-пористого пласта. В реальном пласте, которому соответствует эта модель, содержатся промышленные запасы нефти как в трещинах, так и в блоках, пористых и проницаемых. Эта модель также может быть представлена в виде набора кубов с длиной грани l_*, разделенных трещинами со средней шириной b_*. Фильтрация жидкостей и газов, насыщающих трещиновато-пористый пласт, происходит как по трещинам, так и по блокам. При этом вследствие значительной проницаемости трещин по сравнению с проницаемостью блоков любые изменения давления распространяются по трещинам быстрее, чем по блокам, в результате чего для разработки трещиновато-пористых пластов характерны перетоки жидкостей и газов из блоков в трещины и наоборот.

Все перечисленные модели (однородного, слоистого, трещиноватого и трещиновато-пористого пластов) отнесены к вероятностно-статистическому классу. Если же реальный пласт действительно весьма однородный, соответствующую модель однородного пласта можно считать детерминированной. Однако в природе совершенно однородные пласты встречаются крайне редко.

§ 3. ОСНОВЫ МЕТОДИК ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТОВ ПО ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИМ И ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ

Создание модели пласта на основе часто разрозненных геолого-физических и промысловых сведений о нем требует от инженера-разработчика глубоких знаний, проявления научного, творческого подхода. Нефтегазоносные пласты не похожи друг на друга. При их моделировании инженер-разработчик обычно использует только общий опыт построения моделей пластов в примерно аналогичных случаях, но у него нет и не может быть такой методики, слепо следуя которой он мог бы создавать модель пласта в каждом конкретном случае. Построение модели пласта всегда связано с научным поиском.

Для создания модели пласта используют сведения о его геологическом строении; результаты исследований образцов пород, отобранных при бурении из продуктивного пласта; данные промыслово-геофизических работ и бурения скважин; индикаторные кривые и кривые восстановления давления в скважинах; данные разработки пласта в начальной стадии.

Построение модели однородного пласта

Главные параметры модели однородного пласта — пористость, абсолютная проницаемость и эффективная толщина. Для определения этих параметров проводят промыслово-геофизические исследования пластов в скважинах (определение кажущегося электрического сопротивления нефтегазоносных пород, потенциала собственной поляризации, акустических и ядерных параметров горных пород, нефти и газа, температуры пласта и др.). Одновременно на кернах, отобранных из продуктивного пласта в этих же скважинах, определяют пористость и абсолютную проницаемость, а также нижний предел проницаемости, т. е. значение проницаемости отдельных пропластков, из которых не возможен промышленный приток нефти или вообще невозможно извлечение нефти в промышленных масштабах при используемой технологии разработки пласта. Далее устанавливают связь между данными непосредственных лабораторных измерений пористости и абсолютной проницаемости и промыслово-геофизических параметрами. Если такая связь подтверждается, то в дальнейшем пористость и абсолютную проницаемость определяют только на основе данных промыслово-геофизических измерений, по результатам которых устанавливают и нефтенасыщенную толщину в скважинах. Из общей нефтенасыщенной толщины пласта вычитают часть толщины пласта с проницаемостью, равной или меньшей нижнего предела проницаемости, и таким образом получают эффективную толщину пласта.

По данным о пористости, абсолютной проницаемости и эффективной толщине, определенных в отдельных скважинах, вычисляют средние значения этих величин для пласта в целом. Особым образом устанавливают относительные проницаемости для модели однородного пласта. Методика построения относительных проницаемостей для вероятностно-статистической модели однородного пласта будет рассмотрена ниже.

Построение модели слоисто-неоднородного пласта

Эта модель основана на использовании в общих чертах той же процедуры, которую применяют и при построении модели однородного пласта. Однако при этом следует учитывать свойства отдельных прослоев пласта, имеющихся в его разрезе, или литологических включений, находящихся на отдельных участках площади пласта.

При построении такой модели применяют следующую примерную последовательность действий.

1. В отдельных скважинах, вскрывших моделируемый объект и находящихся на различных участках месторождения, проводят промыслово-геофизические исследования, например стандартные измерения кажущегося электрического сопротивления $\rho_к$ и потенциала собственной поляризации $U_{сп}$ по всему вскрыто-

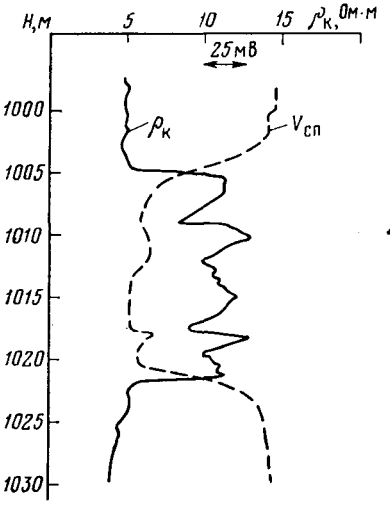
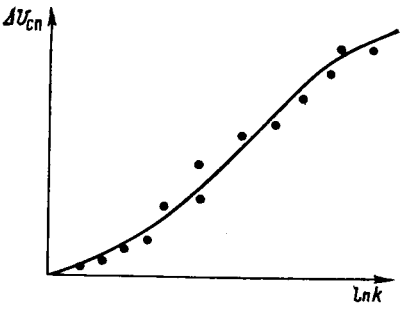


Рис. 30. Кривые $\rho_к$ и $U_{сп}$

Рис. 31. Зависимость $\Delta U_{сп} = U_{сп} - U_{спо}$ от $\ln k$ ($U_{спо}$ — некоторый условный уровень $U_{сп}$)



му скважиной разрезу пласта. На рис. 30 показаны характерные кривые $\rho_к$ и $U_{сп}$, построенные на основе промыслово-геофизических исследований в стволе скважины в пределах рассматриваемого пласта.

2. В этих же скважинах отбирают образцы пород, слагающих изучаемый пласт. Проводят лабораторные исследования, в результате которых определяют пористость и проницаемость пород, а также их водонефтенасыщенность.

3. Строят зависимость физических параметров изучаемых пород (пористости, проницаемости, нефтеводонасыщенности) от промыслово-геофизических параметров (кажущегося сопротивления, потенциала собственной поляризации и др.). Если такие зависимости коррелируются, то физические параметры пород отдельных прослоев определяют только на основе промыслово-геофизических данных. На рис. 31, например, показана зависимость приращения потенциала собственной поляризации $\Delta U_{сп}$ от $\ln k$. Зная $\Delta U_{сп}$ по промыслово-геофизическим измерениям в скважинах, можно определить абсолютную проницаемость k пород отдельных прослоев пласта.

4. Заполняют таблицу, в которой отмечают толщину Δh_i отдельных пропластков с проницаемостью в пределах Δk_i.

5. По данным, указанным в таблице, находят общую толщину $h = \sum_{i=1}^{n} \Delta h_i$ всех n изученных прослоев.

6. Определяют доли общей толщины $\sum_{i=1}^{n} \Delta h_i$ всех пропластков с проницаемостью k_i или с проницаемостями, изменяющимися в некотором сравнительно небольшом диапазоне Δk_i.

7. Строят гистограмму проницаемости в виде

$$\frac{\Delta h_i}{\sum_{i=1}^{n} \Delta h_i} = f(k_i)\,\Delta k_i.$$

8. Принимают гистограмму за вероятностно-статистическую плотность распределения и для нее подбирают соответствующую аналитическую зависимость.

Необходимость представления гистограмм, построенных по промысловым данным, в виде графиков плотностей распределения, аппроксимируемых аналитически, связана, во-первых, с тем, что каждому типу пластов соответствует свой вид плотности вероятностно-статистического распределения. Зная, например, что изучаемый пласт относится к какому-либо известному типу, можно в принципе по нескольким точкам построить график плотностей распределения проницаемости. Это ускоряет процесс создания модели пласта, особенно в начальный период его изучения, когда фактических измерений параметров пласта еще недостаточно.

Во-вторых, аналитическое представление плотности распределения параметров пласта дает возможность при использовании сравнительно простых моделей процессов извлечения нефти из недр аналитически определять показатели разработки пласта.

Наконец, аналитическое представление плотностей распределения промысловых параметров позволяет использовать важные представления математической теории вероятности для того, чтобы характеризовать ими пласты.

9. Включают в модель разработки пласта вероятностно-статистические характеристики модели слоисто-неоднородного пласта и получающиеся показатели извлечения нефти из недр сопоставляют с фактическими показателями начальной разработки пласта. В случае несоответствия теоретических и фактических данных разработки вероятностно-статистические характеристики изменяют до получения совпадения теоретических и фактических показателей разработки пласта, т. е. модель пласта адаптируют к фактическому процессу разработки.

Построение моделей трещиноватого и трещиновато-пористого пластов

Существенное влияние трещин, имеющихся в пласте, на процессы его разработки может подтверждаться целым рядом факторов. К одному из наиболее важных из них относят несоответствие фактической проницаемости пласта, определенной по индикаторным кривым или кривым восстановления давления, и проницаемости образцов пород, извлеченных из продуктивного пласта при его разбуривании. Если фактическая проницае-

мость пласта выше проницаемости отобранных из него образцов пород, то обычно считают, что увеличение проницаемости связано с наличием трещин в пласте. Однако при этом необходимо учитывать, насколько полно представлен изучаемый пласт образцами пород, так как может оказаться, что образцы пород не отобраны из наиболее проницаемых пропластков. Трещиноватость пласта играет значительную роль в процессах его разработки и в тех случаях, когда породы, слагающие пласт, сами по себе достаточно проницаемы, т. е. пласт в целом трещиновато-пористый. Для характеристики установившегося течения в трещиноватом и трещиновато-пористом пластах однородной жидкости достаточно знать только проницаемость пласта, определенную на основе промысловых исследований, и его эффективную толщину. Модель пласта в этом случае строят просто. Однако при неустановившемся течении однородной жидкости в трещиноватом пласте необходимо знать параметры, характеризующие деформацию трещин, а для трещиновато-пористого пласта в принципе нужно знать средний размер блока пород или густоту трещин. Эти же параметры учитывают при расчетах процессов вытеснения нефти из пластов различными агентами. Густота трещин — трудно определяемый параметр трещиноватых и трещиновато-пористых пластов. Для ее установления используют данные промыслово-геофизических исследований разрезов скважин (электрических, ядерных и температурных измерений), глубинного дебитометрирования и фотографирования.

При исследованиях скважин, например, глубинными дебитомерами число отметок в разрезе продуктивного пласта, где происходит резкое нарастание дебита жидкости, считают равным числу открытых трещин, по которым происходит приток жидкости в скважину. Разделив «число случаев» резкого нарастания дебита на суммарную изученную толщину разреза продуктивного пласта, можно оценить среднюю густоту трещин.

Наконец, при построении модели трещиноватого и трещиновато-пористого пластов используют данные о разработке месторождения в начальной стадии.

§ 4. ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ СЛОИСТОГО И НЕОДНОРОДНОГО ПО ПЛОЩАДИ ПЛАСТОВ

В предыдущем параграфе было сказано о возможностях, которые получают при использовании теории вероятности в процессе количественного описания моделей неоднородных по толщине и по площади пластов. При вероятностно-статистическом описании пластов наиболее важны следующие понятия теории вероятности.

1. Плотность статистического распределения параметров пласта или просто плотность распределения. Применительно к описанию слоистого пласта она отражает вероятность появле-

ния слоя (пласта или пропластка), имеющего значение некоторого параметра (например, абсолютной проницаемости), изменяющегося в пределах от x до $x+\Delta x$ (Δx — малая величина). В модели слоистого пласта плотность распределения в пределе $\Delta h_i \longrightarrow 0$ есть аналитическое выражение гистограммы, определяемой формулой (II.1). В случае же неоднородного по площади пласта гистограмма проницаемости по аналогии с (II.1) имеет вид

$$\frac{\Delta S_i}{S} = f(k_i)\,\Delta k_i, \tag{II.8}$$

где ΔS_i — часть общей площади нефтеносности S проницаемостью k_i. Плотность распределения некоторого параметра пласта x обозначим через $f(x)$.

2. Функция или закон распределения параметра пласта x, определяемый формулой

$$F(x) = \int f(x)\,dx + c. \tag{II.9}$$

Так что $f(x) = F'(x)$.

3. Математическое ожидание $M(x)$ непрерывной случайной величины x, причем

$$M(x) = \int_{-\infty}^{\infty} x f(x)\,dx. \tag{II.10}$$

Используют также понятие дисперсии случайной величины и другие понятия теории вероятности.

Для вероятностно-статистического описания распределения абсолютной проницаемости k в моделях слоистого и неоднородного по площади пластов в основном применяют следующие законы.

1. Нормальный закон распределения (закон Гаусса). Для этого закона плотность распределения проницаемости выражается следующей зависимостью:

$$f(k) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}\, e^{-\frac{(k-\bar{k})^2}{2\sigma^2}}, \tag{II.11}$$

где параметр σ будет определен ниже.

По нормальному закону распределения пределы изменения k следующие: $-\infty \leqslant k \leqslant \infty$. Абсолютная проницаемость пласта k, которую будем называть просто проницаемостью, конечно, не может принимать отрицательных значений, как и не может быть бесконечно большой. Однако по нормальному закону распределения условно считают, что проницаемость может быть отрицательной и бесконечной, хотя эти допущения и могут вносить определенные погрешности. Учитывая сказанное, для зако-

на распределения проницаемости $F(k)$ имеем следующее выражение:

$$F(k)=\int_{-\infty}^{k}\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}e^{-\frac{(k-\bar{k})^2}{2\sigma^2}}dk. \qquad (II.12)$$

Рассмотрим процесс вычисления интеграла (II.12). Для этого разобьем (II.12) на части следующим образом:

$$F(k)=\int_{-\infty}^{0}\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}e^{-\frac{(k-\bar{k})^2}{2\sigma^2}}dk+\int_{0}^{k}\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}e^{-\frac{(k-\bar{k})^2}{2\sigma^2}}dk. \qquad (II.13)$$

Полагая далее $k-\bar{k}=-\xi$, из (II.13) получим

$$F_1(k)=-\int_{\infty}^{0}\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}e^{-\frac{\xi^2}{2\sigma^2}}d\xi=\int_{0}^{\infty}\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}e^{-\frac{\xi^2}{2\sigma^2}}d\xi. \qquad (II.14)$$

Обозначим

$$\frac{\xi}{\sigma\sqrt{2}}=\lambda, \qquad \frac{d\xi}{\sigma\sqrt{2}}=d\lambda,$$

тогда

$$\int_{0}^{8}\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}e^{-\frac{\xi^2}{2\sigma^2}}d\xi=\int_{0}^{\infty}\frac{1}{\sqrt{\pi}}e^{-\lambda^2}d\lambda=\frac{1}{2}; \qquad (II.15)$$

$$F_2(k)=\int_{0}^{k}\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}e^{-\frac{(k-\bar{k})^2}{2\sigma^2}}dk=\frac{1}{2}\operatorname{erf}\left(\frac{k-\bar{k}}{\sigma\sqrt{2}}\right),$$

$$\operatorname{erf}\left(\frac{k-\bar{k}}{\sigma\sqrt{2}}\right)=\frac{2}{\sigma\sqrt{2\pi}}\int_{0}^{\frac{k-\bar{k}}{\sigma\sqrt{2}}}e^{-\frac{(k-\bar{k})^2}{2\sigma^2}}dk. \qquad (II.16)$$

Окончательно имеем

$$F(k)=\frac{1}{2}\left[1+\operatorname{erf}\left(\frac{k-\bar{k}}{\sigma\sqrt{2}}\right)\right]. \qquad (II.17)$$

На рис. 32 показан график плотности распределения $f(k)$, определенной по формуле (II.11), а на рис. 33 — кривая, построенная по формуле закона распределения в соответствии с формулой (II.17). Даже если в данном случае фактическое распределение проницаемости достаточно хорошо описывается формулой нормального закона распределения при больших значениях проницаемости k, в области незначительных значений k теоретическое и фактическое распределения проницаемости яв-

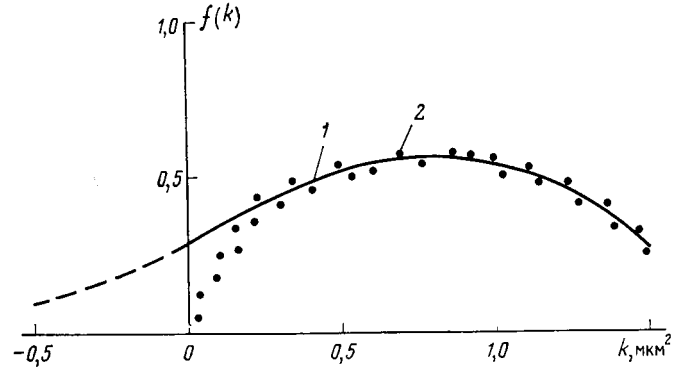


Рис. 32. График плотности нормального распределения проницаемости при $\sigma=0{,}7$, $k=0{,}8$ мкм²:
1 — теоретическая кривая; *2* — фактические точки

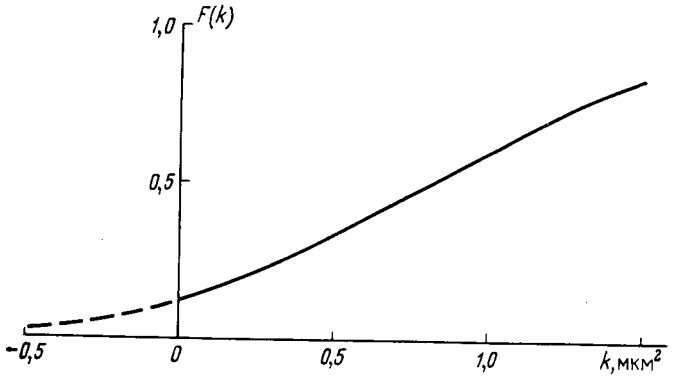


Рис. 33. Кривая, построенная по формуле нормального закона распределения проницаемости при $\sigma=0{,}7$ и $k=0{,}8$ мкм²

но расходятся вследствие влияния отрицательных проницаемостей, которые допускает нормальный закон распределения.

Поскольку $\operatorname{erf}(\infty)=1$, то, согласно (II.17), $F(\infty)=1$. В соответствии с (II.10) математическое ожидание проницаемости есть средняя проницаемость $\bar{k}$. Покажем это, для чего подставим (II.11) в (II.10). Получим

$$M(k)=\int_{-\infty}^{\infty}\frac{k}{\sigma\sqrt{2\pi}}\,e^{-\frac{(k-\bar{k})^2}{2\sigma^2}}\,dk. \qquad \text{(II.18)}$$

Для вычисления интеграла (II.18) представим его так:

$$M(k)=\int_{-\infty}^{\infty}\left(\frac{k-\bar{k}}{\sigma\sqrt{2\pi}}+\frac{\bar{k}}{\sigma\sqrt{2\pi}}\right)e^{-\frac{(k-\bar{k})^2}{2\sigma^2}}\,dk=J_1+J_2. \qquad \text{(II.19)}$$

Для первого интеграла J_1 имеем следующее выражение:

$$J_1 = \int_{-\infty}^{\infty} \frac{k-\bar{k}}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(k-\bar{k})^2}{2\sigma^2}} dk. \qquad \text{(II.20)}$$

Положим $\lambda = (k-\bar{k})/(\sigma\sqrt{2})$. Тогда из (II.20) получим

$$J_1 = \frac{\sigma\sqrt{2}}{\sqrt{\pi}} \int_{-\infty}^{\infty} \lambda e^{-\lambda^2} d\lambda = \frac{\sigma\sqrt{2}}{2\sqrt{\pi}} \Big|_{-\infty}^{\infty} -e^{-\lambda^2} = 0. \qquad \text{(II.21)}$$

Второй интеграл J_2 выразим следующим образом:

$$J_2 = \bar{k} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(k-\bar{k})^2}{2\sigma^2}} dk =$$

$$= \bar{k} \left[\int_{-\infty}^{0} \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(k-\bar{k})^2}{2\sigma^2}} dk + \int_{0}^{\infty} \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(k-\bar{k})^2}{2\sigma^2}} dk \right]. \qquad \text{(II.22)}$$

По аналогии с (II.14) и (II.15) каждый из интегралов, входящих в (II.22), равен $^1/_2$. Поэтому с учетом того, что, согласно (II.21), $J_1 = 0$, а $J_2 = \bar{k}$, выражение (II.19) превращается в тождество. Наконец, определим, чему равна дисперсия при нормальном законе распределения. Получим

$$D(k) = \int_{-\infty}^{\infty} (k-\bar{k})^2 f(k)\, dk = \int_{-\infty}^{\infty} \frac{(k-\bar{k})^2}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(k-\bar{k})^2}{2\sigma^2}} dk. \qquad \text{(II.23)}$$

Для вычисления (II.23) введем, как и ранее, величину $\lambda = (k-\bar{k})/(\sigma\sqrt{2})$. Тогда из (II.23) имеем

$$D(k) = \frac{2\sigma^2}{\sqrt{\pi}} \int_{-\infty}^{\infty} \lambda^2 e^{-\lambda^2} d\lambda =$$

$$= \frac{2\sigma^2}{\sqrt{\pi}} \left(\int_{-\infty}^{0} \lambda^2 e^{-\lambda^2} d\lambda + \int_{0}^{\infty} \lambda^2 e^{-\lambda^2} d\lambda \right) = \frac{4\sigma^2}{\sqrt{\pi}} \int_{0}^{\infty} \lambda^2 e^{-\lambda^2} d\lambda. \qquad \text{(II.24)}$$

Входящий в (II.24) определенный интеграл табличный. Он, как известно, выражается следующим образом:

$$\int_{0}^{\infty} \lambda^2 e^{-\lambda^2} d\lambda = \frac{\sqrt{\pi}}{4}. \qquad \text{(II.25)}$$

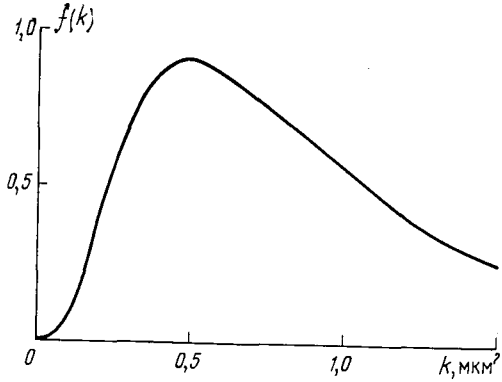


Рис. 34. График плотности логарифмически нормального распределения при $\sigma=0{,}7$, $\bar{k}=0{,}8$ мкм^2

Из (II.24) и (II.25) получим

$$D(k)=\sigma^2. \tag{II.26}$$

2. Логарифмически нормальный закон. Формула плотности распределения проницаемости при этом законе имеет следующий вид:

$$f(k)=\frac{1}{\sigma k\sqrt{2\pi}}\,e^{-\frac{(\ln k-\ln \bar{k})^2}{2\sigma^2}}, \qquad 0\leqslant k\leqslant\infty. \tag{II.27}$$

Плотность логарифмически нормального распределения показана на рис. 34. Найдем $F(k)$. Подставляя (II.27) в (II.9), получим

$$F(k)=\int_0^k \frac{1}{\sigma k\sqrt{2\pi}}\,e^{-\frac{(\ln k-\ln \bar{k})^2}{2\sigma^2}}\,dk. \tag{II.28}$$

Поскольку $d(\ln k)=dk/k$, из (II.28) имеем

$$F(k)=\int_{-\infty}^{\ln k} \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}\,e^{-\frac{(\ln k-\ln \bar{k})^2}{2\sigma^2}}\,d(\ln k). \tag{II.29}$$

Отсюда аналогично (II.17) получим

$$F(k)=\frac{1}{2}\left[1+\operatorname{erf}\left(\frac{\ln k-\ln \bar{k}}{\sigma\sqrt{2}}\right)\right]. \tag{II.30}$$

Математическое ожидание проницаемости при логарифмически нормальном законе распределения получим по формуле (II.10). При этом

$$M(k)=\bar{k}\,e^{\sigma^2/2}.$$

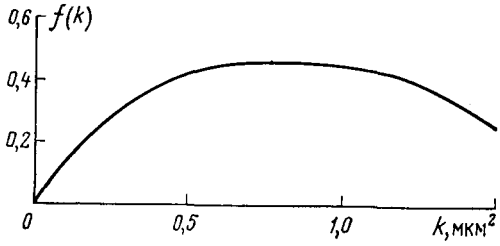


Рис. 35. График плотности гамма-распределения при $\alpha=2$, $\bar{k}=0{,}8$ мкм^2

3. Гамма-распределение. Плотность гамма-распределения абсолютной проницаемости в общем виде выражается следующим образом:

$$(k)=\frac{k^{\alpha-1}\,e^{-k/\bar{k}}}{\Gamma(\alpha)\bar{k}^{\alpha}},\qquad 0\leqslant k\leqslant\infty. \tag{II.31}$$

При этом

$$\Gamma(\alpha)=\int_0^{\infty} e^{-x}x^{\alpha-1}\,dx,\quad \alpha>0,\quad x>0.$$

Плотность гамма-распределения представлена на рис. 35.

Формула закона распределения проницаемости имеет вид

$$F(k)=\int_0^{k}\frac{k^{\alpha-1}\,e^{-k/\bar{k}}\,dk}{\Gamma(\alpha)\bar{k}^{\alpha}}. \tag{II.32}$$

Как и во всех случаях

$$F(\infty)=\int_0^{\infty}\frac{k^{\alpha-1}\,e^{-k/\bar{k}}\,dk}{\Gamma(\alpha)\bar{k}^{\alpha}}=\int_0^{\infty}\frac{e^{-x}x^{\alpha-1}\,dx}{\Gamma(\alpha)}=1,\qquad x=\frac{k}{\bar{k}}.$$

Математическое ожидание проницаемости при гамма-распределении определяется следующим образом:

$$M(k)=\int_0^{\infty}\frac{x^{\alpha}e^{-x\bar{k}}\,dx}{\Gamma(\alpha)}=\frac{\Gamma(\alpha+1)}{\Gamma(\alpha)}\bar{k}=\alpha\bar{k}.$$

4. Закон распределения Максвелла. При расчетах данных процесса разработки нефтяных месторождений используют формулу закона распределения Максвелла, полученную им для описания распределения молекул газа по скорости. Форма записи формулы этого закона была изменена М. М. Саттаровым и Б. Т. Баишевым с целью описания распределения проницаемости реальных пластов. Так, формула плотности распределения проницаемости согласно закону Максвелла, видоиз-

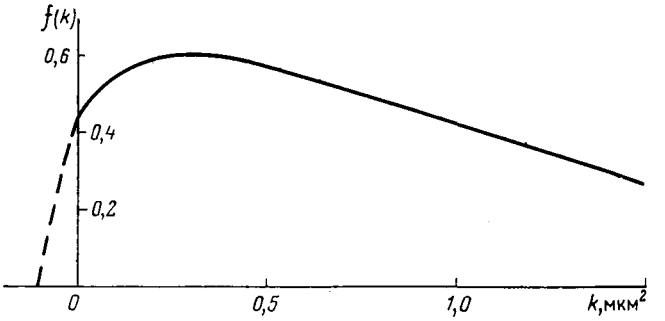


Рис. 36. График плотности распределения по Максвеллу, видоизмененный М. М. Саттаровым при $k_0=0{,}8$ мкм², $a=0{,}1$ мкм²

мененная М. М. Саттаровым, выражается таким образом:

$$f(k)=\frac{2}{\sqrt{\pi}}\sqrt{\frac{k+a}{k_0}}\,\frac{1}{k_0}\,e^{-\frac{k+a}{k_0}},\qquad -a\leqslant k\leqslant\infty, \tag{II.33}$$

где a, k_0 — параметры распределения, определяемые на основе обработки данных о геолого-физических свойствах пластов. Формула плотности распределения проницаемости, по Б. Т. Баишеву, имеет вид

$$f_1(k)=\frac{4}{\sqrt{\pi}}\,\frac{(k+a)^2}{k_1^2}\,\frac{1}{k_1}\,e^{-\frac{(k+a)^2}{k_1^2}}, \tag{II.34}$$

где a, k_1 — параметры распределения.

На рис. 36 показан график $f(k)$, построенный по формуле (II.33). Как видно, закон допускает существование нереальных значений отрицательной проницаемости. Однако, как и в случае нормального закона, можно считать, что проницаемость изменяется в пределах $0\leqslant k\leqslant\infty$, но следует учитывать, что в пласте есть некоторая, отличная от нуля, доля слоев с нулевой проницаемостью.

§ 5. МОДЕЛЬ ОДНОРОДНОГО ПЛАСТА С МОДИФИЦИРОВАННЫМИ ОТНОСИТЕЛЬНЫМИ ПРОНИЦАЕМОСТЯМИ

Строение нефтяного пласта может быть таким, что некоторые его слои не простираются на большие расстояния, сравнимые с расстояниями между скважинами, а выклиниваются, замещаясь слоями с иной проницаемостью. Длины отдельных слоев могут быть порядка толщины всего пласта. При этом слои не всегда изолированы друг от друга. Пласты такого типа нельзя представлять описанной моделью слоисто-неоднородного пласта. Они более похожи на однородные пласты. Тем не менее их слоистая неоднородность прослеживается при обработ-

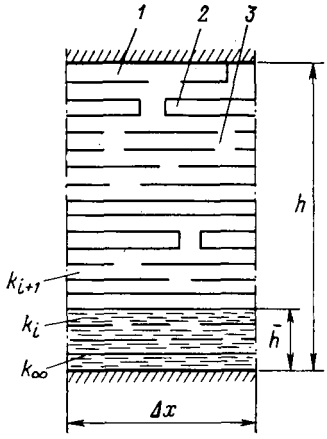


Рис. 37. Схема элементарного объема пласта, выделяемого при определении модифицированных относительных проницаемостей:

1 — выклинивающиеся слои; *2* — прерывающиеся слои; *3* — слои, соединяющиеся с другими слоями

ке данных лабораторных исследований извлекаемых из недр образцов пород-коллекторов и при интерпретации данных промыслово-геофизических исследований скважин.

Пласты описанного типа можно моделировать однородным пластом с осредненной абсолютной проницаемостью и модифицированными относительными проницаемостями для насыщающих их веществ. Чтобы построить такую модель, выделим элементарный объем прямолинейного пласта длиной Δx, толщиной h и шириной b (рис. 37). Будем считать, что в пределах каждого его элементарного объема имеется такой набор слоев с различной абсолютной проницаемостью, частота появления которых описывается формулой определенного вероятностно-статистического закона.

Построим модель пласта с модифицированными относительными проницаемостями, полагая, что извлечение из него нефти происходит путем вытеснения ее водой. Можно рассматривать и другие процессы извлечения нефти.

Сложим мысленно отдельные слои пласта в «штабель» таким образом, чтобы слой с самой большой проницаемостью был расположен внизу, а с самой низкой — вверху (см. рис. 37), и абсолютная проницаемость возрастала сверху вниз. Примем, что вода мгновенно поршневым способом вытесняет нефть из *i*-го пропластка. Таким образом, в некоторый момент времени в обводнившихся слоях толщиной $\bar{h}$ будет фильтроваться только вода, а в слоях толщиной $h—\bar{h}$ — только нефть. В обводнившихся слоях остается нефть при остаточной нефтенасыщенности $s_{\text{н ост}}$. В начальный момент времени слои пласта были насыщены нефтью и связанной водой с насыщенностью $s_{\text{св}}$. Можно также считать, что $s_{\text{н ост}}$ и $s_{\text{св}}$ зависят от абсолютной проницаемости слоев. Расход воды $\Delta q_{\text{в}}$, поступающей в слои толщиной Δh элемента пласта, определим по формуле

$$\Delta q_{\text{в}} = \frac{k\,(1 - s_{\text{н ост}} - s_{\text{св}})\, b \Delta h \Delta p}{\mu_{\text{в}} \Delta x}.$$

Здесь фазовая проницаемость для воды $k_{\text{ф в}} = k(1—s_{\text{н ост}}—s_{\text{св}})$. Если бы в слоях толщиной Δh содержалась только вода, то расход воды $\Delta \bar{q}_{\text{в}}$ выражался бы следующим образом:

$$\Delta \bar{q}_{\text{в}} = kb\Delta p \Delta h/(\mu_{\text{в}} \Delta x).$$

Полный расход воды, закачиваемой во все обводнившиеся слои толщиной $\bar{h}$, составит

$$q_в = \frac{b\Delta p}{\mu_в \Delta x} \int_0^{\bar{h}} k\,(1 - s_{н\,ост} - s_{св})\,dh.$$

Если бы весь пласт был насыщен только водой, то

$$\bar{q}_в = \frac{b\Delta p}{\mu_в \Delta x} \int_0^{h} k dh.$$

Обозначим модифицированную относительную проницаемость для воды через $\bar{k}_в$ и определим ее как отношение

$$\bar{k}_в = \frac{q_в}{\bar{q}_в} = \frac{\int_0^{\bar{h}} k\,(1 - s_{н\,ост} - s_{св})\,dh}{\int_0^{h} k dh}.$$

Используя вероятностно-статистическое распределение абсолютной проницаемости, характерное для данного пласта, и считая, что $k = k_*$ — проницаемость обводнившегося в данный момент слоя, имеем

$$k_в = \frac{\int_{k_*}^{\infty} (1 - s_{н\,ост} - s_{св})\,kf(k)\,dk}{\int_0^{\infty} kf(k)\,dk}, \qquad \text{(II.35)}$$

где $f(k)$ — плотность вероятностно-статистического распределения абсолютной проницаемости.

На основе аналогичных рассуждений получим следующее выражение модифицированной относительной проницаемости для нефти $\bar{k}_н$. Имеем

$$\bar{k}_н = \frac{\int_0^{k_*} kf(k)\,dk}{\int_0^{\infty} kf(k)\,dk}. \qquad \text{(II.36)}$$

Модифицированные относительные проницаемости для нефти и воды должны зависеть от модифицированной водонасыщенности $\bar{s}$. В рассматриваемый момент времени вода в элементе пласта содержится в виде связанной воды в необводнившихся

слоях и в виде закачанной в элемент воды. Объем связанной воды $\Delta V_{св}$ в элементе пласта можно выразить следующим образом:

$$\Delta V_{св} = m\Delta xb \int_{\overline{h}}^{h} s_{св} dh = m\Delta xbh \int_{0}^{k_*} s_{св} f(k)\, dk.$$

Объем воды в обводнившихся слоях составит

$$\Delta V_{в} = mbh\Delta x \int_{k_*}^{\infty} (1 - s_{н\,ост})\, f(k)\, dk.$$

Полный объем воды в элементе пласта

$$\Delta \overline{V}_{в} = \Delta V_{в} + \Delta V_{св} = mbh\Delta x \left[\int_{0}^{k_*} s_{св} f(k)\, dk + \int_{k_*}^{\infty} (1 - s_{н\,ост})\, f(k)\, dk \right] =$$

$$= mbh\Delta x \left[\int_{0}^{\infty} s_{св} f(k)\, dk + \int_{k_*}^{\infty} (1 - s_{н\,ост} - s_{св})\, f(k)\, dk \right].$$

Поровый объем пласта

$$\Delta V_{п} = mbh\Delta x.$$

Модифицированная водонасыщенность составит

$$\overline{s} = \frac{\Delta \overline{V}_{в}}{\Delta V_{п}} = \int_{0}^{\infty} s_{св} f(k)\, dk + \int_{k_*}^{\infty} (1 - s_{н\,ост} - s_{св})\, f(k)\, dk. \qquad (II.37)$$

Если известны $f(k)$ и зависимость от абсолютной проницаемости $s_{н\,ост}$ и $s_{св}$, то, задаваясь k_*, можно определить $\overline{s}$, $\overline{k}_{в}$ и $\overline{k}_{н}$.

При рассмотрении описанной модели пласта с модифицированными проницаемостями была принята наиболее простая гипотеза о том, что фазовая проницаемость для воды в каждом из слоев пропорциональна произведению абсолютной проницаемости на водонасыщенность пласта. При этом считается, что связанная вода занимает тупиковые поры, по которым не фильтруется вода. Можно в принципе считать, что нефть из каждого слоя вытесняется не мгновенно, а постепенно, при постоянной по длине слоя, но изменяющейся во времени водонасыщенности. Таким образом, при построении такой модели можно учитывать одновременно и физические относительные проницаемости образцов пород, и неоднородность по абсолютной проницаемости в элементе пласта.

Рассмотренная модель пласта с модифицированными проницаемостями построена с учетом неоднородности пласта, в данном случае слоистого, и механизма вытеснения нефти водой из каждого слоя, в описанном случае — поршневого.

Однако модифицированными проницаемостями часто называют также относительные проницаемости, полученные в результате сопоставления расчетных и фактических данных о процессе заводнения нефтяных пластов, т. е. решения так называемых обратных задач разработки нефтяных месторождений. Тогда модифицированные проницаемости могут зависеть не только от неоднородности разрабатываемых пластов, но и косвенно от системы разработки месторождения, особенностей эксплуатации скважин и других факторов.

§ 6. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ

Научно обоснованное применение каждого нового процесса разработки нефтяных месторождений начинают с его экспериментального изучения в лабораторных условиях. Все существующие процессы извлечения нефти и газа из недр вначале были изучены при лабораторных исследованиях. В свое время прошло эту стадию и такое широко развитое на практике воздействие на нефтяные пласты, как заводнение. За стадией лабораторного исследования следуют первые промышленные испытания процессов. В этот период развития технологических процессов становится весьма необходимым их количественная формулировка, т. е. создание моделей.

Центральный этап моделирования — постановка соответствующих процессу разработки нефтяного месторождения математических задач, включающих дифференциальные уравнения, начальные и граничные условия. Процедуры расчетов на основе моделей называют *методиками расчетов*.

Дифференциальные уравнения, описывающие процессы разработки нефтяных месторождений, основаны на использовании двух фундаментальных законов природы — *закона сохранения вещества* и *закона сохранения энергии*, а также на целом ряде физических, физико-химических, химических законов и специальных законах фильтрации.

Дифференциальные уравнения будут рассмотрены при изложении соответствующих технологий извлечения нефти и газа из недр. Здесь рассмотрим вопросы использования только фундаментальных законов, а также законов фильтрации, применяемых в той или иной степени во время моделирования всех процессов разработки нефтяных месторождений.

Закон сохранения вещества в моделях процессов разработки месторождений записывают либо в виде дифференциального уравнения неразрывности массы вещества, именуемого часто просто уравнением неразрывности, либо в виде формул, выражающих материальный баланс веществ в пласте в целом. В последнем случае закон сохранения вещества используют непосредственно для расчета данных процессов разработки месторождений, а соответствующий ему метод расчета получил название *метода материального баланса*.

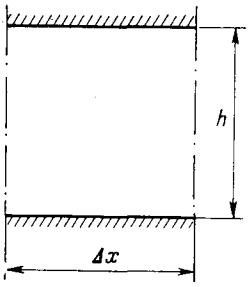


Рис. 38. Схема элементарного объема прямолинейного пласта

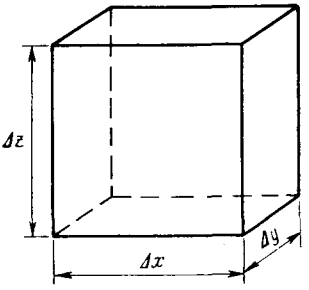


Рис. 39. Схема элементарного объема пласта в трехмерном случае

Выведем вначале уравнение неразрывности массы вещества при его одномерном прямолинейном движении в пласте. Масса ΔM вещества плотностью ρ в элементе пласта (рис. 38) длиной Δx, толщиной h и шириной b, измеряемой в направлении, перпендикулярном к плоскости при пористости пласта m, составит

$$\Delta M = \rho m h b \Delta x. \tag{II.38}$$

Если считать, что в элемент пласта через его левую грань поступает вещество с массовой скоростью ρv_x, вытесняется из элемента с массовой скоростью и $\rho v_x + \frac{\partial \rho v_x}{\partial x}\Delta x$, а накопленный объем его $\delta \Delta M$ за время Δt, получим с учетом того, что в элемент вошло больше вещества, чем из него вышло:

$$\rho v_x bh\Delta x\Delta t - \left(\rho v_x + \frac{\partial \rho v_x}{\partial x}\right) bh\Delta x\Delta t = \delta\Delta M = \Delta(\rho m)\, bh\Delta x. \tag{II.39}$$

Из (II.39) имеем

$$\frac{\partial(\rho v_x)}{\partial x} + \frac{\Delta(\rho m)}{\Delta t} = 0. \tag{II.40}$$

При $\Delta t \longrightarrow 0$

$$\frac{\partial(\rho v_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho m)}{\partial t} = 0. \tag{II.41}$$

Уравнение (II.41) и есть уравнение неразрывности массы вещества в пласте при одномерном прямолинейном движении насыщающего его вещества. Чтобы получить такое уравнение для трехмерного случая, необходимо рассмотреть баланс массы в объемном элементе пласта $\Delta V = \Delta x \Delta y \Delta z$ (рис. 39). Рассматривая массовые скорости поступления вещества в куб и вытеснения из него, а также накопленный объем его в кубе, получим

$$\frac{\partial(\rho v_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho v_z)}{\partial z} + \frac{\partial(\rho m)}{\partial t} = 0. \tag{II.42}$$

Уравнение (II.42) можно записать также в следующем общем виде:

$$\operatorname{div}(\rho v)+\frac{\partial(\rho m)}{\partial t}=0. \qquad \text{(II.43)}$$

Уравнения (II.42), (II.43) — уравнения неразрывности массы вещества во время его движения при трехмерном измерении. Если в пласте одновременно движутся несколько веществ, находящихся как в газовой, так и в жидкой фазе, составляют уравнения неразрывности массы каждого вещества (компонента) в соответствующих фазах.

Закон сохранения энергии используют в моделях разработки нефтяных месторождений в виде дифференциального уравнения сохранения энергии движущихся в пластах веществ. Полная энергия единицы массы пласта $E_п$ состоит из отнесенных к единице массы внутренней удельной энергии пород пласта и насыщающих его веществ $u_п$, удельной потенциальной z и кинетической энергии веществ, движущихся в пласте со скоростью w. Поэтому

$$E_п=u_п+z+w^2/(2g). \qquad \text{(II.44)}$$

Из закона сохранения энергии или, точнее, из первого начала термодинамики следует, что изменение энергии пласта $\Delta E_п$ и произведенной удельной работы δW равно количеству подведенного к пласту тепла $\delta Q_т$, умноженного на механический эквивалент тепла A, т. е.

$$\Delta E_п+\delta W=A\delta Q_т \qquad \text{(II.45)}$$

или с учетом (II.44)

$$\Delta\left(u_п+z+\frac{w^2}{2g}\right)+\delta W=A\delta Q_т. \qquad \text{(II.46)}$$

Дадим количественную оценку входящих в (II.46) величин. Удельная внутренняя энергия пласта $u_п$ при отсутствии в нем химических или ядерных превращений вещества представляет собой тепловую энергию в единице массы пласта, так что

$$\Delta u_п=Ac\Delta T, \qquad \text{(II.47)}$$

где c — удельная теплоемкость пласта; T — температура. Положим, что пористый пласт насыщен водой. Тогда $c=c_т(1-m)+c_в m$ ($c_т$ — удельная теплоемкость пород пласта; $c_в$ — удельная теплоемкость воды, m — пористость). Пусть $c_т=1{,}046$ кДж/(кг·К), $c_в=4{,}184$ кДж/(кг·К), $\Delta T=1$ К, $m=0{,}2$. Тогда $c=1{,}046\cdot(1-0{,}2)+4{,}184\cdot 0{,}2=1{,}67$ кДж/(кг·К), $\Delta u_п=102\cdot 1{,}67\cdot 1=170$ м. Удельная потенциальная энергия z в пластах может изменяться в соответствии с возможными изменениями уровня движущихся в пласте веществ. Обычно это десятки и иногда сотни метров.

Оценим возможные изменения удельной кинетической энергии. Скорость w движения в пласте насыщающих его веществ

изменяется в значительных пределах — от 0 до 10 м/сут = =3650 м/год=$1{,}16\cdot10^{-4}$ м/с. Сравнивая удельные потенциальную и кинетическую энергии пласта с его удельной внутренней энергией, необходимо учитывать, что выше вычислялась удельная внутренняя энергия пласта в целом, т. е. пород и насыщающих их веществ. Удельная потенциальная и удельная кинетическая энергия относятся только к насыщающим пласт веществам. Поэтому, с целью указанного сравнения, необходимо ввести коэффициент $\varepsilon=\frac{\rho_в m}{\rho_в m+\rho_т(1-m)}$, где $\rho_т$ — плотность горных пород; $\rho_в$ — плотность насыщающих пласт веществ, и умножать все виды удельной энергии, кроме внутренней, на ε. При $\rho_в=10^3$ кг/м^3, $\rho_т=2{,}25\cdot10^3$ кг/м^3 $m=0{,}2$, $\varepsilon=0{,}1$.

Тогда для изменения удельной кинетической энергии получим

$$\varepsilon\Delta\left(\frac{w^2}{2g}\right)=\frac{0{,}1\,(1{,}16\cdot10^{-4})^2}{2\cdot9{,}81}=0{,}68\cdot10^{-10}\text{ м}.$$

Из приведенной оценки следует, что удельной кинетической энергией движущихся в пласте веществ можно всегда, кроме особых случаев движения веществ в призабойной зоне скважин, пренебречь.

Если изменение удельной потенциальной энергии движущегося в пласте вещества составляет даже 100 м, то при умножении этой величины на ε получим 10 м. Изменение же температуры пласта всего на один градус равнозначно изменению удельной внутренней энергии почти на 200 м. Если разработка пласта ведется с использованием тепловых методов, то температура пласта может изменяться на сотни градусов и его удельная внутренняя энергия станет преобладающей среди других видов энергии. Оценим возможную величину работы, которую могут производить насыщающие пласт вещества. Удельную работу δW, производимую насыщающим пласт веществом и отнесенную к единице массы вещества, *определим следующим образом:*

$$\delta W=p\delta\Delta V/(\rho g\Delta V),\qquad\text{(II.48)}$$

где p — давление; ΔV — объем вещества, насыщающего пласт в элементарном объеме пласта; ρ — плотность этого вещества; g — ускорение свободного падения.

Поровый объем пласта остается, вообще говоря, неизменным, поскольку не изменяются геометрия пласта и его пористость. Работа вещества в пласте связана всегда с его расширением. Поэтому в (II.48) и введена величина $\delta\Delta V$, характеризующая расширение вещества. При этом условно можно считать, что вещество, насыщающее пласт, расширяясь, как бы выходит за пределы элементарного объема пласта. Будем считать, что при бесконечно малом расширении вещества в элементарном объеме пласта масса вещества $\Delta M=\rho\Delta V$ остается неизменной.

Тогда $\delta\Delta M=\delta\rho\Delta V+\rho\delta\Delta V=0$ и, следовательно,

$$\delta\Delta V/\Delta V=-\delta\rho/\rho. \tag{II.49}$$

Подставляя (II.49) и (II.48) получим

$$\delta W=-\frac{p\delta\rho}{\rho^2 g}=\frac{p}{g}\delta\left(\frac{1}{\rho}\right). \tag{II.50}$$

Оценим возможную работу вещества, насыщающего пласт. Очевидно, что наибольшую работу может производить в пласте газ. Для простоты оценки будем считать газ идеальным, для которого $p/\rho=p_0/\rho_0$, где p_0, ρ_0 — давление и плотность газа при начальных условиях. Отсюда для идеального газа

$$\varepsilon\delta W=-\frac{\varepsilon p_0}{\rho_0 g}\frac{\delta p}{p}. \tag{II.51}$$

Пусть при снижении давления $\delta p=-10\cdot10^5$ Па, $p=100\cdot10^5$ Па, $p_0=10^5$ Па, $\rho_0=1$ кг/м^3, $\varepsilon=0{,}1$.
Тогда

$$\varepsilon\delta W=\frac{0{,}1\cdot10^5\cdot10\cdot10^5}{1\cdot9{,}81\cdot100\cdot10^5}=102 \text{ м}.$$

Сделанная оценка показывает, что работа вещества, насыщающего пласт, хотя и намного меньше, чем изменение удельной внутренней энергии при тепловых методах разработки нефтяных месторождений, все же при определенных условиях, как это показывает опыт, может быть значительной.

Рассмотрим вопрос о том, чему равняется входящая в (II.45) и (II.46) величина $\delta Q_т$. Тепловыделение в элементе пласта может происходить за счет экзотермических химических реакций и гидравлического трения и за счет теплопроводности. Уход тепла из элемента пласта за счет теплопроводности в дальнейшем будем учитывать при изменении внутренней энергии пласта $u_п$. Перенос тепла из пласта в кровлю и подошву будем учитывать соответствующими граничными условиями и поэтому в балансе энергии элементарного объема пласта его не будем принимать во внимание. Энергия движущегося в пористой среде вещества за счет гидравлического трения превращается в тепло. Для мощности гидравлического трения, отнесенной к единице массы движущегося вещества в элементе пласта, имеем следующее выражение:

$$\frac{\Delta N}{\rho g\Delta V_п}=\frac{1}{m\rho g}v\operatorname{grad}p=\frac{\mu v^2}{m\rho gk}. \tag{II.52}$$

Допустим, что в пласте движется газ вязкостью $\mu=0{,}02\cdot10^{-3}$ Па·с со скоростью $v=10^{-6}$ м/с$\approx86{,}4\cdot10^{-3}$ м/сут. Проницаемость пласта $k\approx0{,}1^2$ мкм, пористость $m=0{,}2$, плотность газа ρ при давлении $p=100$ МПа составляет 100 кг/м^3. Тогда

$$\frac{\mu v^2}{m\rho gk}=\frac{0{,}02\cdot10^{-3}\cdot10^{-12}}{0{,}2\cdot10^{-13}\cdot981}=1{,}02\cdot10^{-6} \text{ м/с}.$$

В сутки из килограмма движущегося в пласте газа будет выделяться $1{,}02\cdot10^{-6}\cdot0{,}864\cdot10^{5}=0{,}088$ м энергии. Это, конечно, незначительная величина. Однако, например, в призабойной зоне скважин скорость фильтрации того же газа может достигать 10^{-4} м/с, а иногда и более. Тогда при тех же остальных условиях, что и выше, значение $\mu v^2/(m\rho gk)\approx10^{-2}$ м/с. В сутки из килограмма фильтрующегося в пласте газа выделится энергии почти 9 кДж. Таким образом, можно заключить, что наиболее существенное изменение энергии в элементе пласта связано с переносом тепла за счет теплопроводности и конвекции. Определенный вклад в энергетический баланс пласта, особенно при высоких скоростях движения насыщающих его веществ, вносят работа расширения-сжатия веществ и гидравлическое трение.

Напишем уравнение сохранения энергии в пласте, учитывая теплопроводность и конвекцию, а также работу расширения-сжатия веществ и гидравлическое трение.

В соответствии с (II.48) и (II.49) работу движущегося вещества в элементарном объеме пласта в целом можно представить в следующем виде:

$$\delta W' = m\delta W = mp\frac{\delta\Delta V}{\rho g\Delta V} = -mp\frac{\delta\rho}{\rho^2}. \qquad \text{(II.53)}$$

Работу W' можно приравнять к энергии сжатия E_p, поэтому

$$\delta W' = -m\delta E_p = m\int_{\rho_1}^{\rho_2}\frac{p\delta\rho}{\rho^2}, \qquad \text{(II.54)}$$

где ρ_1 и ρ_2 — плотности.

Рассматривая, как и при выводе уравнения неразрывности массы фильтрующегося в пласте вещества, поток внутренней энергии $u=c\rho T$ и энергии сжатия E_p, а также считая, что тепло поступает в элементарный объем только за счет гидравлического трения, т. е. что $A\delta Q_т = v\,\mathrm{grad}\,p$, получим

$$A\left(\frac{\partial u}{\partial t}+\mathrm{div}\,v_E u\right)=m\left(\frac{\partial\rho E_p}{\partial t}+\mathrm{div}\,E_p\rho v\right)=v\,\mathrm{grad}\,p. \qquad \text{(II.55)}$$

Здесь v_E — вектор суммарной скорости теплопереноса в пласте за счет теплопроводности и конвекции, v — вектор скорости фильтрации. Выражение (II.55) и есть дифференциальное уравнение сохранения энергии в пласте, выведенное при указанных выше предположениях.

Рассмотрим законы фильтрации. Основным законом подземной гидромеханики является закон фильтрации однородной жидкости или газа — закон Дарси. Все известные законы фильтрации базируются на этом основном законе.

При фильтрации неоднородной жидкости или смесей жидкости и газа справедлив закон двухфазной фильтрации. В слу-

чае, например, совместной фильтрации нефти и воды формула закона фильтрации для прямолинейного движения записывается в следующем виде:

$$v_н = -\frac{kk_н(s)}{\mu_н}\frac{\partial p_н}{\partial x},$$

$$v_в = -\frac{kk_в(s)}{\mu_в}\frac{\partial p_в}{\partial x}, \qquad \text{(II.56)}$$

где $v_н$ — вектор скорости фильтрации нефти; $v_в$ — вектор фильтрации воды, $k_н(s)$, $k_в(s)$ — относительные проницаемости соответственно для нефти и воды, зависящие от водонасыщенности s; $p_н$ и $p_в$ — давления в нефти и воде. Графики относительных проницаемостей для нефти и воды имеют вид, показанный на рис. 40, на котором по оси абсцисс отмечены две характерные точки: $s_{св}$ и s_*. В точке $s=s_{св}$ относительная проницаемость для воды равна нулю, так что $k_в(s_{св})=0$. В точке $s=s_*$ относительная проницаемость для нефти $k_н(s_*)=0$, несмотря на то что в точке $s=s_{св}$ в пласте присутствует вода, а в точке $s=s_*$ имеется нефть. Однако при $s=s_{св}$ вода, содержащаяся в пористой среде пласта, диспергирована, раздроблена или, если это связанная вода, занимает преимущественно углы между зернами породы, тупиковые поры и т. д. Нефть, имеющаяся в пласте при $s=s_*$, также диспергирована, занимает в пористой среде тупиковые места и вытесняться из пласта не может. Аналогичные зависимости можно построить и для двухфазной фильтрации жидкости и газа. Одновременная фильтрация нефти, воды и газа изучена в меньшей степени, чем совместная фильтрация двух из этих веществ. При расчетах процессов разработки нефтяных месторождений, в которых возникает одновременная фильтрация нефти, воды и газа (трехфазная фильтрация), можно пользоваться следующим приемом. Вначале берут относительные проницаемости при двухфазной фильтрации жидкости (нефти и воды) и газа, для которой известны зависимости относительных проницаемостей для газа и жидкости $k_г(s_г)$ и $k_ж(s_ж)$ от насыщенности пористой среды газом $s_г$ и жидкостью $s_ж$. Поскольку

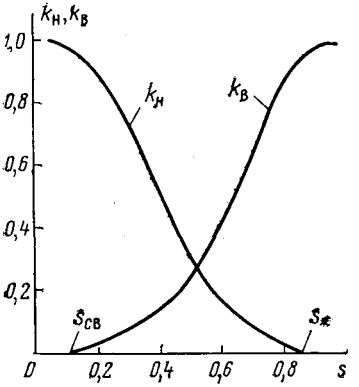


Рис. 40. Графики зависимости $k_н$ и $k_в$ от s

$$s_г + s_ж = 1; \qquad s_ж = s_в + s_н, \qquad \text{(II.57)}$$

где $s_в$, $s_н$ — соответственно насыщенности пласта водой и нефтью, можно написать следующие выражения:

$$\frac{s_в}{s_ж} + \frac{s_н}{s_ж} = 1, \qquad s = \frac{s_в}{s_ж}. \qquad \text{(II.58)}$$

Затем учитывают уже относительные проницаемости для нефти $k_н(s)$ и воды $k_в(s)$, определяя s из (II.58). Таким образом формула закона совместной фильтрации газа, нефти и воды (многофазной фильтрации) принимает следующий вид:

$$v_г = -\frac{kk_г(s_г)}{\mu_г}\frac{\partial p_г}{\partial x}; \qquad v_н = -\frac{kk_ж(s_ж)k_н(s)}{\mu_н}\frac{\partial p_н}{\partial x};$$

$$v_в = -\frac{kk_ж(s_ж)k_в(s)}{\mu_в}\frac{\partial p_в}{\partial x}. \tag{II.59}$$

Здесь $p_г$, $p_н$, $p_в$ — давления в газе, нефти и воде. Во многих случаях на движение в пласте веществ оказывает существенное влияние гравитационное поле Земли — сила тяжести. Влияние этой силы на разработку месторождений необходимо учитывать при движении в пласте разнородных веществ, значительно отличающихся по плотности (например, нефти и газа); большом наклоне или значительной толщине пластов; разработке нефтяных залежей, подстилаемых водой; образовании водонефтяных и газонефтяных конусов и т. д. Поскольку сила тяжести имеет вертикальное направление, она не влияет на горизонтальные компоненты скорости фильтрации, а воздействует только на вертикальную компоненту. При двухфазной фильтрации газа и нефти с учетом гравитации используют следующие выражения для вертикальных компонент скорости фильтрации нефти и газа:

$$v_{zг} = -\frac{kk_г(s_г)}{\mu_г}\left(\frac{\partial p}{\partial z} - \Delta\rho g\right);$$

$$v_{zн} = -\frac{kk_н(s_н)}{\mu_н}\left(\frac{\partial p}{\partial z} + \Delta\rho g\right), \tag{II.60}$$

где $\Delta\rho = \rho_н - \rho_г$; p — давление, принимаемое одинаковым в газовой и нефтяной фазах.

Во всех рассмотренных случаях скорость фильтрации пропорциональна градиенту давления, т. е. она линейно зависит от градиента давления. Известны также нелинейные зависимости скорости фильтрации от градиента давления. Соответствующие законы фильтрации называют нелинейными законами фильтрации. Нелинейность законов фильтрации обычно связывают с тремя причинами: с проявлением инерционных сил при повышенных скоростях фильтрации, с деформацией горных пород и, как следствие, с нелинейным изменением проницаемости пород пласта от давления, а также с неньютоновскими свойствами движущихся в пласте веществ. При этом нелинейная связь скорости фильтрации и градиента давления свойственна только нелинейным законам, обусловленным действием инерционных сил и проявлением неньютоновских свойств насыщающих пласт веществ. Нелинейность закона фильтрации, вызванная деформацией горных пород, есть скорее проявление нелинейной зависимости проницаемости пород от

давления. Рассмотрим вначале нелинейность закона фильтрации, связанную с проявлением инерционных сил. Экспериментально было обнаружено, что даже во время фильтрации однородной жидкости при повышенных числах Рейнольдса $N_{Re}=vd_{п}\rho/\mu$ (v — абсолютная скорость фильтрации; ρ, μ — соответственно плотность и вязкость фильтрующего вещества; $d_{п}$ — характерный «внутренний» линейный размер пористой среды, например, средний диаметр пор) наблюдается отклонение от закона Дарси. Критические числа Рейнольдса для пористой среды, при которых происходит нарушение закона Дарси, составляют от 7,5 до 9,0 по Н. Н. Павловскому, от 0,22 до 0,29 до М. Д. Миллионщикову и от 1 до 12 по В. Н. Щелкачеву. Эти критические числа Рейнольдса различны вследствие того, что указанными авторами принималось различное значение $d_{п}$. Эксперименты показывают, что при числах Рейнольдса, бóльших, чем критические, градиент давления пропорционален квадрату скорости фильтрации. При числах же Рейнольдса, меньших критических, когда справедлив закон Дарси, градиент давления линейно зависит от скорости фильтрации. Естественно, возникла мысль объединить закон Дарси и закон квадратичной зависимости градиента давления от скорости фильтрации. Этот объединенный закон получил название двучленного закона фильтрации, формула которого имеет следующий вид:

$$-\frac{k}{\mu}v+\alpha v^2=\frac{\partial p}{\partial x},$$

где α — коэффициент, определяемый экспериментальным путем. Квадратичная зависимость скорости фильтрации от градиента давления практически может наблюдаться только при фильтрации газа в призабойных зонах или при фильтрации нефти в породах с чисто трещинной пористостью.

§ 7. СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД, ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ

Свойства как горных пород, так и пластовых жидкостей и газов определяют прежде всего путем исследования глубинных образцов пород-кернов, отобранных из пластов во время бурения скважин, а также жидкостей и газов, поднятых с забоев скважин. Однако эти свойства можно определить и путем обработки данных о физических, физико-химических, гидродинамических и механических процессах, происходящих в пластах при их разработке, а также при геофизических, гидродинамических и других исследованиях. При расчетах процессов разработки нефтяных месторождений требуются не только те свойства горных пород, жидкостей и газов, которыми они обладали в начальном состоянии пласта, но и какими они могут обладать в изменившихся условиях при осуществлении

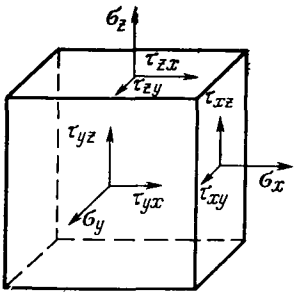


Рис. 41. Компоненты тензора напряжений в элементарном объеме горных пород

методов извлечения углеводородов из недр. Поэтому свойства горных пород, жидкостей и газов познаются не путем проведения простых «определительских» работ, а в результате исследований.

Горные породы, залегающие в земной коре, и в том числе породы, слагающие нефтегазоносные пласты, находятся в напряженном состоянии. Если в толще горных пород мысленно выделить элементарный объем в виде куба (рис. 41) с гранями dx, dy, dz, то напряженное состояние такого элементарного объема пород будет характеризоваться тензором напряжений с шестью компонентами σ_x, σ_y, σ_z, τ_{yz}, τ_{xy}, τ_{xz} (σ_x, σ_y и σ_z — нормальные, а τ_{xy}, τ_{yz}, τ_{xz} — касательные компоненты напряжения). Если ось z направлена по вертикали, а x и y — по горизонтали, то нормальное напряжение $\sigma_z = p_г$ характеризует горное по вертикали или геостатическое давление. Компоненты σ_x и σ_y отражают так называемое боковое горное давление p_∞. При равномерном распределении бокового горного давления $\sigma_x = \sigma_y = p_\infty$. Считается, что при сравнительно пологом залегании пластов вертикальное горное давление

$$p_г = \gamma H. \tag{II.61}$$

Здесь γ — удельный вес вышележащих горных пород, н/м³; H — глубина залегания пласта. Для бокового горного давления

$$p_\infty = \alpha p_г, \tag{II.62}$$

где α — коэффициент бокового горного давления. Этот коэффициент может изменяться в широких пределах (чаще всего $0 \leqslant \alpha \leqslant 1$), но может и превышать единицу при наличии сильных тектонических напряжений, действующих в боковом направлении. Рассмотренное напряженное состояние свойственно непористым и непроницаемым породам. В нефтегазоносных пластах напряженное состояние горных пород будет несколько более сложным. Дело в том, что нефтегазоносные пласты пористые, насыщенные жидкостями или газами, ограничены сверху и снизу непроницаемыми породами. В пласте существует, помимо напряжений в горных породах, внутрипоровое давление p, создаваемое жидкостью или газом. Напряженное состояние характеризуется средним нормальным напряжением σ, которое определяют по формуле

$$\sigma = \frac{\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z}{3}. \tag{II.63}$$

Между вертикальным горным давлением $p_г$, средним нормаль-

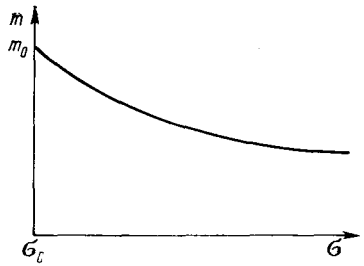


Рис. 42. Зависимость пористости от среднего нормального напряжения

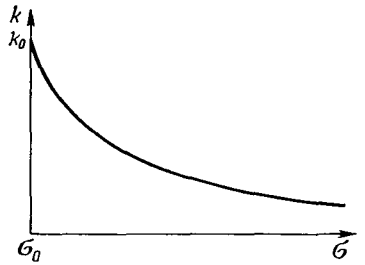


Рис. 43. Зависимость проницаемости от среднего нормального напряжения

ным напряжением σ и внутрипоровым давлением p существует связь

$$p_г = \sigma + p. \qquad \text{(II.64)}$$

Экспериментально доказано, что такие важнейшие свойства горных пород-коллекторов нефти и газа, как пористость m и абсолютная проницаемость k, зависят от среднего нормального напряжения, причем эти зависимости при широком диапазоне изменения σ нелинейны. На рис. 42 показана зависимость пористости m от σ, а на рис. 43 — проницаемости k от σ. Как видно из этих рисунков, с увеличением σ значительно уменьшаются как пористость, так и проницаемость. При этом принимаем, что если $\sigma=\sigma_0$, то $m=m_0$, $k=k_0$ (m_0, k_0 — соответственно начальные значения пористости и проницаемости). Из рис. 42 и 43 следует, что пористость и проницаемость вначале резко уменьшаются с увеличением σ, а затем их уменьшение замедляется. Такое существенно нелинейное изменение m и k происходит у горных пород при $\Delta\sigma=\sigma_0-\sigma$, исчисляемых обычно несколькими десятками мегапаскалей. Во многих же внутрипластовых процессах изменение среднего нормального напряжения составляет единицы мегапаскалей, например вдали от призабойных зон скважин при упругом режиме. В других же случаях, например при сильных воздействиях на призабойную зону скважин, напряжения действительно могут изменяться в широком диапазоне и тогда необходимо учитывать нелинейный характер зависимости пористости и проницаемости от среднего нормального напряжения.

В случаях больших глубин (свыше 4000 м) и аномально высоких пластовых давлений ($p \sim p_г$) могут начать проявляться существенным образом свойства пластичности, вязкоупругости или иных реологических свойств горных пород. Режим пласта в условиях проявления неупругих свойств горных пород можно назвать р е о л о г и ч е с к и м р е ж и м о м.

Различают нелинейно упругие и неупругие свойства горных пород. В первом случае происходит обратимость деформации, во втором горные породы «текут» или существующие в них

напряжения изменяются с течением времени, релаксируют, так что при возвращении к прежнему напряженному или деформированному состоянию деформация пород или напряжения не будут прежними. Зависимость пористости от среднего нормального напряжения в случае линейной упругости горных пород имеет вид

$$m = m_0 [1 - \beta_c (\sigma - \sigma_0)], \tag{II.65}$$

где m_0 — пористость при $\sigma = \sigma_0$; β_c — сжимаемость пород пласта; σ_0 — начальное среднее нормальное напряжение.

В случае нелинейной упругости зависимость пористости от среднего нормального напряжения представляют следующим образом:

$$m = m_0 e^{-\beta_c (\sigma - \sigma_0)}. \tag{II.66}$$

При реологических режимах пористость зависит, кроме среднего нормального напряжения σ, еще и от времени t. Например, если горные породы являются реологическим телом Максвелла, т. е. вязкоупругим телом, зависимость пористости пород от σ и t можно представить в виде

$$\frac{dm}{dt} = -\beta_{см} \frac{d\sigma}{dt} + \frac{\sigma}{\mu_м}, \tag{II.67}$$

где $\beta_{см}$ и $\mu_м$ — соответственно «максвелловские» сжимаемость и вязкость пород. Похожи на указанные, но, может быть, еще более значительны, зависимости абсолютной проницаемости горных пород от среднего нормального напряжения и времени.

Рассмотрим свойства пластовых жидкостей и газов. Пластовые нефть и газ — сложные смеси веществ, главным образом углеводородов. Важную роль в процессах разработки нефтяных месторождений играет вода, содержащаяся в пористых средах пластов. При осуществлении методов повышения нефтеотдачи в пласты закачивают весьма разнообразные вещества, которые не содержались ранее в пластах: двуокись углерода, кислород, азот и др. При добыче из нефтяного месторождения нефти и газа фазовое состояние насыщающих пласт углеводородов изменяется — из нефти выделяется газ. Изменение пластового давления и пластовой температуры также приводит к изменению фазового состояния веществ, насыщающих пласт. При разработке месторождений необходимо знать это фазовое состояние с тем, чтобы количественно прогнозировать отбор нефти, газа и воды из месторождения и управлять процессом его разработки.

При расчете фазового состояния веществ, насыщающих пласт, нефть представляют как смесь ограниченного количества условных компонентов, объединяющих некоторые группы индивидуальных веществ. Наиболее простой и распространенный способ такого представления нефти заключается в разделении ее на два условных компонента: «нефть» и «газ».

При этом с практически оправданной точностью считают, что в изотермических условиях (T=const) газ как условный компонент растворяется в условной нефти по закону Генри, т. е.

$$V_{гр}/V_{но} = \alpha p, \qquad (II.68)$$

где $V_{гр}$ — объем растворенного газа в некоторый момент времени, $V_{но}$ — объем дегазированной нефти; α — коэффициент пропорциональности; p — давление.

Если начальное содержание пластовых углеводородов таково, что на объем дегазированной нефти $V_{но}$ приходится ограниченный объем $V_{гро}$ растворенного в ней газа, то при некотором давлении $p_{нас}$ весь газ будет растворен в нефти. Это давление называют давлением насыщения.

Таким образом

$$p_{нас} = V_{гро}/(\alpha V_{но}). \qquad (II.69)$$

Задача расчета фазового состояния пластовых веществ существенно усложняется в неизотермических условиях и при закачке в пласт неуглеводородных веществ. Конечно, фазовое состояние любой многокомпонентной системы можно определить экспериментальным путем в лабораторных условиях. Однако в процессах извлечения нефти из недр состав пластовых веществ, давление и температура могут изменяться не только в пласте в целом, но и от точки к точке. Практически невозможно экспериментально изучить все условия, которые могут сложиться в пластах, и поэтому необходимо уметь рассчитывать фазовые состояния, опираясь на отдельные, «базовые» эксперименты.

Рассмотрим общие методические основы расчета фазового состояния многокомпонентного вещества, насыщающего нефтяной пласт в неизотермических условиях. В большинстве случаев в пористых средах разрабатываемых пластов находятся две фазы — жидкая и паровая (газовая). При определенных условиях в поровом пространстве может появиться и твердая фаза — обычно парафин и неорганические соли. Ниже будем рассматривать только двухфазное (жидкость и пар) состояние веществ, насыщающих пласт. При этом начнем с отдельного, индивидуального вещества. Состояние вещества (газообразное, жидкое или одновременно и то и другое) определяют с помощью диаграммы давление — температура (pT-диаграмма) для данного вещества. На рис. 44 показана такая диаграмма для воды, из которой видно, что в области, находящейся над кривой *1*, называемой линией насыщения, вода находится в жидкой, а под ней — в паровой фазе. Точка *2* на кривой *1* называется критической. Ей соответствуют критическое давление $p_{кр}$ и критическая температура $T_{кр}$. Справа от вертикальной линии, проходящей на диаграмме через критическую точку, вещество находится в закритическом состоянии. Если давление и температура соответствуют давлению и тем-

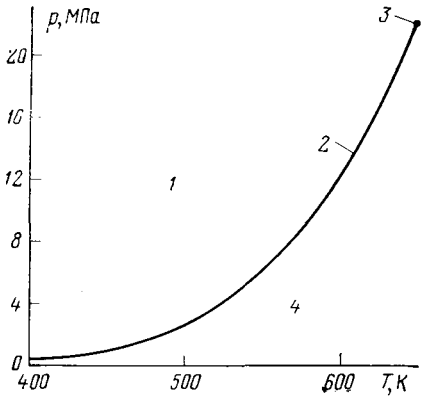


Рис. 44. Диаграмма давление — температура для воды:
1 — область жидкого состояния; *2* — линия насыщения; *3* — критическая точка; *4* — область пара

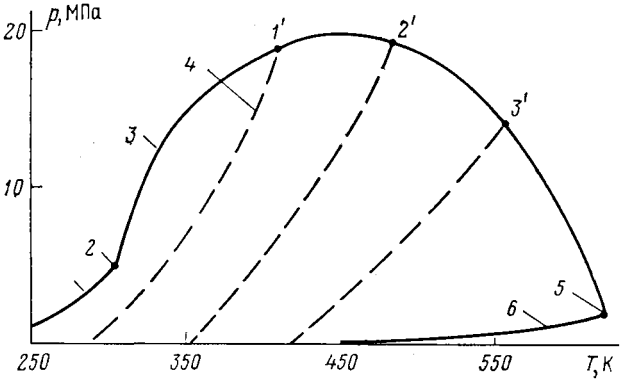


Рис. 45. Диаграмма давление — температура для смеси этана с деканом

пературе на линии насыщения, то вещество находится одновременно и в жидкой и в паровой фазах.

Если в некотором фиксированном объеме V находится смесь, состоящая из двух индивидуальных веществ, то pT-диаграмма имеет вид, показанный на рис. 45, где схематично изображена pT-диаграмма для системы этан — декан. Кривая *1* — линия насыщения для чистого этана, а точка *2* — его критическая точка. Кривая *6* — линия насыщения чистого декана, а точка *5* — его критическая точка. Верхняя огибающая кривая *3* соединяет линию псевдокритических давлений для системы этан — декан при различных содержаниях этих компонентов. Точка, например, *1′* соответствует большему содержанию этана в системе, чем точка *2′*, а точка *2′* — большему содержанию этана, чем точка *3′*. Пунктирные линии *4* — псевдолинии насыщения для системы этан — декан также при различных содержаниях этих компонентов. С помощью этих линий можно заменить двухкомпонентную смесь некоторым одним гипотетическим компонентом, имеющим одинаковые с двухкомпонентной смесью критические давление и температуру.

Псевдолинии насыщения и псевдокритические давление и температура разделяют области существования жидкой и паровой фаз для двухкомпонентной смеси таким же образом, что и для одного индивидуального компонента.

Для полного расчета давления, насыщенности объема фазами, содержания компонентов в фазах при заданном общем составе компонентов в объеме и заданной температуре недостаточно использовать только pT-диаграмму. Необходимо знать также экспериментально определяемые коэффициенты распределения компонентов в фазах. Эти коэффициенты в теории фазовых равновесий известны под названием «константы равновесия», хотя они по существу для реальных веществ не являются константами. Константой K_{ip} равновесия i-го компонента в смеси из n компонентов называется отношение

$$K_{ip} = y_i/x_i, \tag{II.70}$$

где y_i и x_i — молярные доли i-го компонента соответственно в паровой и жидкой фазах. В псевдокритической точке различие между паром и жидкостью исчезает. Поэтому $K_{ip}(p_{п\,кр}, T_{п\,кр}) = 1$, где $p_{п\,кр}$, $T_{п\,кр}$ — псевдокритические давления и температуры. Из pT-диаграммы для бинарной смеси (см. рис. 45) видно, что псевдокритические давления и температуры зависят от общего состава смеси и температуры T. Константы равновесия, т. е. коэффициенты распределения компонентов в паровой и жидкой фазах, зависят от отношения давления к псевдокритическому давлению и отношения температуры к псевдокритической температуре, так что

$$K_{ip} = K_{ip}\left(\frac{p}{p_{п\,кр}}, \frac{T}{T_{п\,кр}}\right). \tag{II.71}$$

В случае многокомпонентной смеси псевдокритическое давление $p_{п\,кр}$ называют также давлением схождения. Будем считать, что рассматриваемая смесь веществ состоит из углеводородов, для каждого из которых известны коэффициенты распределения компонентов в паровой и жидкой фазах K_{ip}. Составим уравнения фазовых концентраций. Пусть N — масса всех компонентов в некотором объеме V, $N_г$ — масса всех компонентов в паровой фазе (в газе) и $N_ж$ — масса всех компонентов в жидкости. Тогда

$$N = N_г + N_ж. \tag{II.72}$$

Если разделить левую и правую части выражения (II.72) на сумму молекулярных масс всех компонентов, содержащихся в объеме V, то получим выражение

$$n_м = n_{мг} + n_{м\,ж}, \tag{II.73}$$

где $n_м$ — число молей компонентов в объеме; $n_{м\,г}$ и $n_{м\,ж}$ — число молей соответственно в газе и жидкости.

Для молярных долей компонентов в газе y_i и жидкости x_i имеем выражения

$$y_i = \frac{\frac{N_{\text{г}i}}{M_i}}{\sum \frac{N_{\text{г}i}}{M_i}}; \qquad x_i = \frac{\frac{N_{\text{ж}i}}{M_i}}{\sum \frac{N_{\text{ж}i}}{M_i}}. \tag{II.74}$$

Молярную долю i-го компонента в объеме в целом можно определить следующим образом:

$$\nu_i = \frac{\frac{N_i}{M_i}}{\sum \frac{N_i}{M_i}} = \frac{\frac{N_i}{M_i}}{n_{\text{м}}}. \tag{II.75}$$

Из приведенных выражений получим

$$\nu_i n_{\text{м}} = y_i n_{\text{м г}} + x_i n_{\text{м ж}}. \tag{II.76}$$

Учитывая, что $y_i = K_{ip} x_i$, а также обозначая $n_{\text{м г}}/n_{\text{м}} = Y$, $n_{\text{м ж}}/n = X$, из (II.76) имеем

$$x_i = \frac{\nu_i}{Y(K_{ip} - 1) + 1}; \qquad y_i = \frac{\nu_i K_{ip}}{Y(K_{ip} - 1) + 1}. \tag{II.77}$$

Полученные уравнения (II.77) называются уравнениями фазовых концентраций.

При определении фазового состояния можно решать различные задачи. Если, например, заданы ν_i, p, T и Y, то x_i и y_i определяют непосредственно из (II.77). Если заданы ν_i, p и T и следует найти Y и X, то с учетом того, что $\Sigma x_i = 1$ из (II.77)

$$\sum \frac{\nu_i}{Y(K_{ip} - 1) + 1} = 1. \tag{II.78}$$

Значение Y устанавливают решением системы уравнений (II.77) методом итераций.

В том же случае, когда заданы только ν_i и T, а нужно определить x_i, y_i, Y и p, то к уравнениям (II.77) необходимо добавить еще уравнение газового состояния. Для углеводородных компонентов при давлениях и температурах, близких к нормальным, в качестве уравнения газового состояния можно использовать уравнения Редлиха — Квонга, Пенга — Робинсона и другие, а при высоких температурах — уравнение состояния идеального газа. В общем случае уравнение газового состояния может быть записано в виде

$$F(p, V, T) = 0. \tag{II.79}$$

Система уравнений (II.77)—(II.79) позволяет определить давление p и составы газовой и жидкой фаз. В виду нелинейности уравнений их решение обычно получают также методом итераций.

В тех случаях, когда в пористой среде пластов присутствуют неуглеводородные вещества, следует учитывать константы равновесия этих веществ с углеводородами. При отсутствии таковых можно для приближенных расчетов пользоваться представлением о смеси веществ в газовой фазе как о некотором идеальном газе, а также считать, что в жидкой фазе углеводородные компоненты не растворяются в неуглеводородных. Решив основную задачу нахождения x_i, y_i, Y и p, можно по приведенным формулам определить массу $L_{жi}$ каждого компонента в жидкой фазе. Для того чтобы найти насыщенность s жидкой фазы рассматриваемого объема V, следует использовать значения кажущихся плотностей каждого из компонентов. Кажущейся плотностью $\rho_{iк}$ называется плотность компонента, когда он растворен в жидкой фазе. Имеем

$$sV = \sum \frac{L_{жi}}{\rho_{iк}}. \tag{II.80}$$

Плотности веществ изменяются с давлением и температурой. Значения плотностей и характер их изменения с давлением и температурой можно найти в специальной литературе.

Важным для разработки нефтяных и газовых месторождений свойством пластовых жидкостей и газов является их вязкость, влияющая, согласно закону Дарси, на темпы извлечения из пласта насыщающих его веществ. Если нефть представляется как смесь индивидуальных углеводородов, имеющих вязкости μ_i, то для вязкости нефти $\mu_н$ имеем формулу

$$\mu_н = П\left(\mu_i^{C_i}\right); \qquad C_i = \frac{n_{мi}}{\sum n_{мi}}. \tag{II.81}$$

Здесь $П$ — произведение вязкостей i-го компонента в степени C_i. Допустим, что нефть может быть представлена как смесь из трех условных компонентов — легкого, имеющего вязкость μ_1 и молярную концентрацию C_1, среднего (основного) с вязкостью μ_2 и молярной концентрацией в смеси C_2 и тяжелого, обладающего вязкостью μ_3 и молярной концентрацией в смеси C_3. При этом

$$C_1 + C_2 + C_3 = 1. \tag{II.82}$$

Из формулы (II.81) с учетом (II.82) получим

$$\mu_н = \mu_1^{C_1}\mu_2^{C_2}\mu_3^{C_3} = \mu_2^{1-C_1-C_3}\mu_1^{C_1}\mu_3^{C_3} = \mu_2\left(\frac{\mu_1}{\mu_2}\right)^{C_1}\left(\frac{\mu_3}{\mu_2}\right)^{C_3}. \tag{II.83}$$

Вязкость углеводородных компонентов, составляющих нефть, как и вязкость нефти, уменьшается с ростом температуры, причем тем резче, чем больше их начальная вязкость. Вязкость газов также изменяется с температурой и давлением, хотя и не столь значительно, как вязкость нефти.

Наконец, необходимо указать, что не только горные породы, но и сама нефть может обладать реологическими свойствами, отличающими ее от ньютоновской жидкости. Например, она может характеризоваться предельным напряжением сдвига. Если при фильтрации ньютоновской жидкости справедлив закон Дарси, то фильтрация нефти, обладающей предельным напряжением сдвига, характеризуется законом, предложенным А. Х. Мирзаджанзаде. Формула этого закона имеет вид

$$v = -\frac{k}{\mu}(\operatorname{grad} p - g_0), \tag{II.84}$$

где g_0 — начальный градиент давления. Чтобы началась фильтрация жидкости по формуле (II.84), должно быть соблюдено условие $\operatorname{grad} p > g_0$.

Ввиду важности для разработки нефтяных месторождений расчетов фазового состояния пластовых жидкостей и газов рассмотрим пример.

Пример II.2. Допустим, что в некотором замкнутом объеме V содержится N_1 килограммов углеводородного компонента 1, т. е. газа, и N_2 килограммов компонента 2, т. е. нефти, при стандартных условиях $T = T_0 = \text{const}$. Будем приближенно считать газ идеальным. Растворимость газа в нефти подчиняется закону Генри. Заранее известно, что содержание углеводородов в объеме V таково, что их смесь находится в двухфазном состоянии, причем содержание второго компонента в газе мало и его можно считать равным нулю. Требуется определить давление p в замкнутом объеме V и его насыщенность s жидкой фазой.

Для жидкой фазы из (II.80) имеем следующее уравнение:

$$sV = \frac{L_1}{\rho_{1к}} + \frac{L_2}{\rho_{2к}}, \tag{II.85}$$

где L_1 — масса первого компонента в жидкой фазе; $\rho_{1к}$ — его кажущаяся плотность; $L_2 = N_2$ — масса второго компонента в жидкой фазе, где он и находится. Масса растворенного в нефти газа

$$L_1 = V_{гр}\rho_{01},$$

где ρ_{01} — плотность газа при стандартных условиях. Кроме того,

$$V_н = L_2/\rho_{2к},$$

где $\rho_{2к}$ — кажущаяся плотность нефти или плотность дегазированной нефти. Таким образом, из формулы закона Генри (II.68) получим

$$L_1 = \frac{\alpha\rho_{01}L_2 p}{\rho_{2к}} = \frac{\alpha\rho_{01}N_2 p}{\rho_{2к}}. \tag{II.86}$$

По условию газ считается идеальным, а условия являются изотермическими. Тогда для плотности газа $\rho_г$ имеем выражение

$$\rho_г = \rho_{01}p/p_0,$$

где p_0 — стандартное давление (принимаем $p_0 = 10^5$ Па). Из приведенного выражения имеем для массы газовой фазы G_1

$$G_1 = (1 - s)V\rho_г = \frac{(1 - s)V\rho_{01}p}{p_0}. \tag{II.87}$$

Согласно балансу газа

$$G_1 + L_1 = N_1.$$

Подставляя в это выражение (II.85), (II.86) и (II.87), получим квадратное уравнение

$$ap^2 - bp + c = 0;$$

$$a = \frac{\alpha\rho_{01}^2 N_2}{\rho_{1к}\rho_{2к}p_0}; \qquad b = \frac{\alpha\rho_{01}N_2p_0 + V\rho_{01}\rho_{2к} - N_2\rho_{01}}{\rho_{2к}p_0}. \tag{II.88}$$

Определим параметры рассмотренного фазового состояния. Пусть $V=1$ м^3, $N_1=25$ кг, $N_2=500$ кг, $\alpha=0{,}8\cdot10^{-5}$ м^3/(м$^3\cdot$Па), $\rho_{1к}=0{,}2\cdot10^3$ кг/м^3, $\rho_{2к}=0{,}8\cdot10^3$ кг/м^3, $\rho_{01}=0{,}8$ кг/м^3. Подставляя эти цифры в уравнение (II.88), получим $a=1{,}6\cdot10^{-13}$, $b=0{,}7\cdot10^{-5}$, $c=25$ (размерности опускаем). Решая квадратное уравнение и опуская один из его корней, не удовлетворяющий исходным уравнениям, имеем

$$p = \frac{0{,}7\cdot10^{-5} - (0{,}33\cdot10^{-10})^{1/2}}{3{,}2\cdot10^{-13}} = 39\cdot10^5 \text{ Па}.$$

Далее получим $s=0{,}7$ $L=15$ кг, $G=10$ кг. Таким образом, задача решена.

Рассмотрим в общем виде другой метод решения этой же задачи, но без предположения о растворимости газа в нефти по закону Генри. Для этого используем коэффициенты распределения компонентов (константы равновесия).

Будем, как и выше, для простоты считать, что второй компонент не переходит в газ, т. е. что $G_2=0$. В этом случае в соответствии с формулой (II.71) имеем

$$K_{1p} = K_{1p}\left(\frac{p}{p_{п\,кр}}, \frac{T}{T_{п\,кр}}\right) = \frac{1}{x_1}, \qquad K_{2p} = 0.$$

Считая газ идеальным и используя приведенные соотношения, приходим к системе алгебраических уравнений

$$K_{1p} = 1 + \frac{N_2M_1}{M_2L_1};$$

$$sV = \frac{L_1}{\rho_{1к}} + \frac{N_2}{\rho_{2к}};$$

$$G_1 = N_1 - \frac{N_2M_1}{M_2(K_{1p}-1)}; \qquad p = \frac{G_1p_0}{\rho_{01}(1-s)V}. \tag{II.89}$$

Систему (II.89) необходимо решать методом итераций, получив предварительно зависимость K_{1p} от $p/p_{п\,кр}$, $T/T_{п\,кр}$ путем аппроксимации экспериментальных данных, а также определив по pT-диаграмме для двухкомпонентной смеси давление схождения $p_{п\,кр}$ и соответствующую ему температуру $T_{п\,кр}$.

Можно вместо формулы закона идеального газа использовать иные уравнения газового состояния, учитывающие реальные свойства газа. Метод расчета фазового состояния с использованием констант равновесия дает возможность лучше учесть фазовое взаимодействие реальных углеводородов, но он влечет за собой более сложные вычисления.

§ 8. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ РАСЧЕТАХ РАЗРАБОТКИ

Модель разработки нефтяного месторождения обычно представляется математически в виде системы, состоящей из алгебраических, дифференциальных, интегральных уравнений или

соотношений. Для того, чтобы провести расчет на основе уже созданной модели разработки месторождения, необходимо сначала решить соответствующие математические задачи. Только получив решение этих задач можно осуществлять сам расчет в цифрах.

В настоящем параграфе дается на ряде примеров описание основных математических методов, применяемых при решении задач разработки нефтяных месторождений.

Методы получения точных решений задач математической физики

Многие задачи разработки нефтяных и газовых месторождений сводятся к решению классических уравнений математической физики. В ряде случаев можно получать решения задач математической физики, в точности удовлетворяющие исходным уравнениям, начальным и граничным условиям. Такие решения называются точными. К числу методов, дающих точные решения задач разработки нефтяных месторождений, относится хорошо известный из курса математики метод разделения переменных (метод Фурье), методы функций комплексного переменного, интегральных преобразований, получения автомодельных решений и др.

Методы функций комплексного переменного являются классическими методами решения задач установившейся фильтрации несжимаемой жидкости в плоских пластах. Рассмотрим эти методы при установившемся притоке жидкости к источникам (скважинам).

1. Уравнение неразрывности массы жидкости, фильтрующейся в плоском пласте, имеет, исходя из (II.42), следующий вид:

$$\frac{\partial v_x}{\partial x}+\frac{\partial v_y}{\partial y}=0. \tag{II.90}$$

Подставляя в это уравнение формулу закона Дарси

$$v_x=-\frac{k}{\mu}\frac{\partial p}{\partial x};\qquad v_y=-\frac{k}{\mu}\frac{\partial p}{\partial y}, \tag{II.91}$$

получим уравнение Лапласа

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 p}{\partial y^2}=0. \tag{II.92}$$

Введем потенциал фильтрации в виде

$$\Phi=kp/\mu.$$

В этом случае вместо уравнения (II.92) получим

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2}=0. \tag{II.93}$$

Введем комплексный потенциал

$$(z)=\Phi+i\psi; \qquad z=x+iy. \tag{II.94}$$

Входящая в выражение (II.94) функция $\psi=\psi\ (x,\ y)$ — функция линий тока. В теории плоского потенциала доказывается, что комплексный потенциал $F(z)$ и функция линий тока удовлетворяют условиям Коши — Римана

$$\frac{\partial\Phi}{\partial x}=\frac{\partial\psi}{\partial y}; \qquad \frac{\partial\Phi}{\partial y}=-\frac{\partial\psi}{\partial x}. \tag{II.95}$$

Таким образом, любая аналитическая функция комплексного переменного $z=x+iy$ описывает некоторое плоское течение в пласте. Пусть, например,

$$F(z)=\Phi+i\psi=\frac{q}{2\pi h}\ln z. \tag{II.96}$$

Полагая $z=re^{i\theta}$, $(\theta=\operatorname{arctg} y/x)$ из (II.96) получим

$$F(z)=\Phi+i\psi=\frac{q}{2\pi h}(\ln r+i\theta)=\frac{q}{2\pi h}\left(\ln r+i\operatorname{arctg}\frac{y}{x}\right), \tag{II.97}$$

отсюда

$$\Phi=\frac{q}{2\pi h}\ln r; \qquad \psi=\frac{q}{2\pi h}\operatorname{arctg}\frac{y}{x}; \tag{II.98}$$

$$r=(x^2+y^2)^{1/2}; \qquad p=\frac{q\mu}{2\pi kh}\ln(x^2+y^2)^{1/2}.$$

Из приведенных формул следует, что комплексный потенциал по формуле (II.96) выражает решение задачи установившейся фильтрации жидкости в неограниченном плоском пласте к единственному точечному источнику. Как видно из (II.98), давление при $r=0$ стремится k—∞, а при $r\longrightarrow\infty$ оно также неограниченно возрастает. Тем не менее можно приближенно использовать это решение и для расчета распределения давления в плоском пласте с несколькими источниками конечного радиуса (скважинами), используя то обстоятельство, что уравнение Лапласа (II.90) линейно и сумма нескольких решений вида (II.98) есть тоже решение уравнения (II.90).

Допустим, что в неограниченном плоском пласте (рис. 46) по оси x располагается бесконечная цепочка источников (скважин). Каждая из скважин находится на расстоянии 2σ от соседней. Для того чтобы найти решение задачи о течении жидкости в пласте, достаточно рассмотреть течение жидкости только в одной полосе шириной 2σ, расположенной по обе стороны от оси y.

Получить формулу притока жидкости к одному источнику можно было бы путем суммирования бесконечного числа решений типа (II.98) для источников, расположенных на рас-

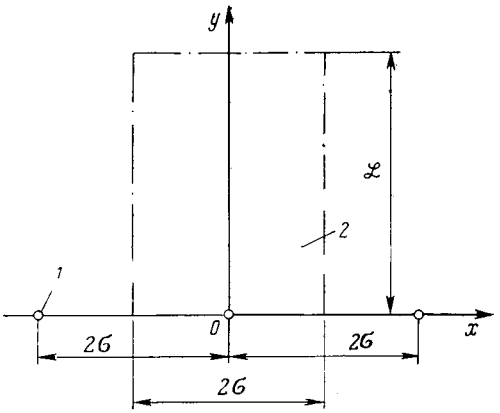


Рис. 46. Схема бесконечной цепочки скважин в плоском пласте:
1 — скважины; *2* — полоса шириной 2σ

стояниях $2\sigma n$ $(n=1, 2, 3...)$ от рассматриваемого источника, находящегося в начале координат. Однако более компактно это можно сделать, применив конформное преобразование полосы, расположенной в плоскости $z=x+iy$ (см. рис. 46), в неограниченную плоскость комплексного переменного $\zeta=\xi+i\eta$. Такое конформное преобразование дает функция

$$\zeta = \sin\frac{\pi z}{\sigma}. \qquad \text{(II.99)}$$

Если обозначить $z_1=\pi z/\sigma$, то

$$\sin z_1 = \sin(x_1+iy_1) = \sin x_1 \cos iy_1 + \cos x_1 \sin iy_1 =$$
$$= \sin x_1 \operatorname{ch} y_1 + i\cos x_1 \operatorname{sh} y_1;$$

$$\operatorname{sh} y_1 = \frac{e^{y_1}-e^{-y_1}}{2}; \qquad \operatorname{ch} y_1 = \frac{e^{y_1}+e^{-y_1}}{2}; \qquad \text{(II.100)}$$

$$x_1 = \pi x/\sigma; \qquad y_1 = \pi y/\sigma.$$

Таким образом, в плоскости $\zeta=\xi+i\eta$ имеем

$$\xi = \sin x_1 \operatorname{ch} y_1; \qquad \eta = \cos x_1 \operatorname{sh} y_1; \qquad \text{(II.101)}$$

$$\rho = (\xi^2+\eta^2)^{1/2}.$$

При конформном преобразовании, осуществляемом функцией (II.99), любой точке полосы $-\sigma \leqslant x \leqslant \sigma$ соответствует определенная точка плоскости ζ.

Рассмотрим комплексный потенциал $F(\zeta)$ в плоскости ζ, описывающей течение к источнику в этой плоскости. В таком случае

$$F(\zeta) = \frac{q}{2\pi h}\ln\zeta, \qquad \Phi = \frac{q}{2\pi h}\ln\rho. \qquad \text{(II.102)}$$

Можно с достаточным приближением считать, что вместо точечного источника в плоскости ζ существует скважина ра-

диусом ρ_c, где потенциал равен Φ_c. Тогда примем, что на расстоянии $\rho_к$ от центра скважины потенциал равен $\Phi_к$. Для дебита скважины в плоскости ζ можно написать формулу Дюпюи

$$q = \frac{2\pi h (\Phi_к - \Phi_c)}{\ln (\rho_к/\rho_c)}. \qquad (II.103)$$

Перейдем снова к плоскости z. При больших значениях y течение в полосе $-\sigma \leqslant x \leqslant \sigma$ будет параллельным оси y. Для этой оси из (II.101) имеем

$$\rho \approx sh\pi y/\sigma.$$

Поэтому, согласно рис. 46, можно положить

$$\rho_к \approx sh\frac{\pi L}{\sigma} \approx \frac{1}{2} e^{\frac{\pi L}{\sigma}}.$$

Из этого выражения соответственно получим

$$\ln \rho_к = \pi L/\sigma - \ln 2.$$

При значительных расстояниях по оси y имеем $\pi z \gg \sigma$. Тогда можно положить

$$\ln \rho_к \approx \pi L/\sigma.$$

При незначительных $\pi y/\sigma$

$$\frac{e^{\frac{\pi y}{\sigma}} - e^{-\frac{\pi y}{\sigma}}}{2} \approx \frac{\pi y}{\sigma} \approx \frac{\pi r_c}{\sigma}.$$

Следовательно,

$$\ln \rho_c = \ln (\pi r_c/\sigma).$$

Подставляя приведенные значения $\ln\rho_к$ и $\ln\rho_c$ в формулу (II.104), получим

$$q = \frac{2\pi kh (p_к - p_c)}{\mu (\ln \rho_к - \ln \rho_c)} = \frac{2\pi kh (p_к - p_c)}{\mu \left(\frac{\pi L}{\sigma} - \ln \frac{\pi r_c}{\sigma}\right)} = \frac{2\sigma kh (p_к - p_c)}{\mu \left(L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}\right)}. \qquad (II.104)$$

По формуле (II.104) можно определить дебит одной скважины из бесконечной цепочки скважин, расположенных в неограниченном пласте, при условии, что на некотором, достаточно большом расстоянии L от оси x давление равно $p_к$, а в скважинах малого радиуса r_c оно составляет p_c.

2. Рассмотрим решение одной из основных задач теории теплопроводности, весьма необходимое при расчетах тепловых методов разработки нефтяных месторождений. Пусть имеем полубесконечный стержень площадью сечения S, полностью теплоизолированный от окружающей среды. Начальная

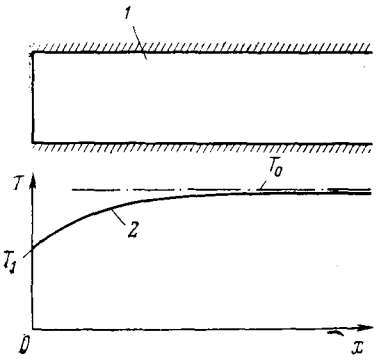


Рис. 47. Схема распространения температуры за счет теплопроводности в полубесконечном стержне:

1 — полубесконечный стержень площадью сечения S; *2* — распределение температуры в стержне в момент времени t

температура при $t=0$ во всем стержне была равна T_0, а при $t>0$ на границе стержня $x=0$ (рис. 47) она стала равной T_1, оставаясь при $t\longrightarrow\infty$ равной T_0. Требуется определить распределение температуры по координате x в различные моменты времени t. Будем исходить из уравнения сохранения энергии, рассматривая теплоперенос в стержне только за счет теплопроводности. Для скорости переноса $v_т$ за счет теплопроводности имеем следующее уравнение:

$$\frac{\partial v_т}{\partial x}+c\rho\frac{\partial T}{\partial t}=0. \qquad \text{(II.105)}$$

Здесь c — удельная теплоемкость вещества в стержне; ρ — плотность вещества.

Скорость переноса тепла $v_т$ за счет теплопроводности можно определить по формуле закона Фурье

$$v_т=-\lambda_т\frac{\partial T}{\partial x}, \qquad \text{(II.106)}$$

где $\lambda_т$ — коэффициент теплопроводности.

Подставляя (II.106) в (II.105), получим

$$\varkappa_т\frac{\partial^2 T}{\partial x^2}=\frac{\partial T}{\partial t}, \qquad \varkappa_т=\frac{\lambda_т}{c\rho}. \qquad \text{(II.107)}$$

Уравнение (II.107) есть уравнение теплопроводности при прямолинейном распространении тепла, а входящий в него коэффициент $\varkappa_т$ называется коэффициентом температуропроводности. В соответствии с условиями задачи

$$T=T_0 \text{ при } x>0,\ t=0; \qquad t>0,\ x\longrightarrow\infty,$$
$$T=T_1 \text{ при } x=0,\ t>0. \qquad \text{(II.108)}$$

Рассмотрим функцию $f(x,t)$, определяемую следующим образом:

$$f(x,t)=(T-T_0)/(T_1-T_0). \qquad \text{(II.109)}$$

Тогда начальное и граничное условия (II.108) запишутся следующим образом:

$$f=0 \text{ при } x>0,\ t=0; \qquad t>0,\ x\longrightarrow\infty,$$
$$f=1 \text{ при } x=0,\ t>0. \qquad \text{(II.110)}$$

Функция $f(x, t)$, очевидно, также удовлетворяет уравнению теплопроводности (II.107), как и $T(x, t)$, т. е.

$$\varkappa_{\text{т}} \frac{\partial^2 f}{\partial x^2} = \frac{\partial f}{\partial t}. \tag{II.111}$$

Для получения решения рассматриваемой задачи применим преобразование Лапласа, для чего умножим левую и правую части (II.111) на e^{-st} (s — некоторый параметр) и проинтегрируем эти части в пределах от нуля до бесконечности. В результате получим

$$\varkappa_{\text{т}} \int_0^\infty \frac{\partial^2 f}{\partial x^2} e^{-st}\, dt = \int_0^\infty \frac{\partial f}{\partial t} e^{-st}\, dt. \tag{II.112}$$

Будем считать преобразованием Лапласа функции $f(x, t)$, функцию $F(x, s)$, причем

$$F(x, s) = \int_0^\infty f(x, t) e^{-st}\, dt. \tag{II.113}$$

Учитывая независимость переменных x и t, функцию $f(x, t)$ можно дифференцировать под знаком интеграла. Из (II.113) имеем, помня, что s — некоторый параметр,

$$\frac{d^2 F}{dx^2} = \int_0^\infty \frac{\partial^2 f}{\partial x^2} e^{-st}\, dt. \tag{II.114}$$

После интегрирования правой части выражения (II.112) получим

$$\int_0^\infty \frac{\partial f}{\partial t} e^{-st}\, dt = \Big|_0^\infty -f(x, t) e^{-st} + s \int_0^\infty f(x, t) e^{-st}\, dt = sF(x, s). \tag{II.115}$$

Первый член в выражении (II.115) равен нулю, так как при верхнем пределе он равен нулю в результате стремления к нулю экспоненты, а при нижнем пределе вследствие того, что $f(x, 0) = 0$ по условию задачи.

После подстановки (II.115) в (II.112)

$$\varkappa_{\text{т}} \frac{d^2 F}{dx^2} - sF = 0. \tag{II.116}$$

Решение обыкновенного уравнения (II.116) имеет вид

$$F = C e^{-\sqrt{\frac{s}{\varkappa_{\text{т}}}} x}. \tag{II.117}$$

Для установления постоянной интегрирования C выполним граничное условие (II.110). Однако найдем прежде всего, че-

му равно $F(0, s)$. Из граничного условия (II.110)

$$F(0, s) = \int_0^\infty f(0, t)\, e^{-st}\, dt = \int_0^\infty e^{-st}\, dt = \frac{1}{s}. \qquad \text{(II.118)}$$

Тогда

$$F(x, s) = \frac{e^{-\sqrt{\frac{s}{\varkappa_т}}\, x}}{s}. \qquad \text{(II.119)}$$

Функцию $f(x, t)$ по ее изображению $F(x, s)$ найдем по таблицам оригиналов функций и их изображений по Лапласу. Имеем

$$f(x, t) = 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\frac{x}{2\sqrt{\varkappa t}}} e^{-z^2}\, dz = 1 - \operatorname{erf}\left(\frac{x}{2\sqrt{\varkappa t}}\right). \qquad \text{(II.120)}$$

Получим, наконец, выражение для скорости переноса тепла на границе $x=0$. Из приведенного решения с учетом (II.106) находим

$$v_т\big|_{x=0} = -\lambda_т \frac{\partial T}{\partial x}\Big|_{x=0} = -\lambda_т \Delta T_1 \frac{\partial f}{dx}\Big|_{x=0} =$$

$$= \lambda_т \Delta T_1 \frac{e^{-\frac{x^2}{4\varkappa_т t}}}{\sqrt{\pi \varkappa_т t}\big|_{x=0}} = \frac{\lambda_т \Delta T_1}{\sqrt{\pi \varkappa_т t}}, \qquad \Delta T_1 = T_1 - T_0. \qquad \text{(II.121)}$$

Поток тепла $q_т$ через сечение стержня площадью S при $x=0$

$$q_т = \frac{\lambda_т \Delta T_1 S}{\sqrt{\pi \varkappa_т t}}. \qquad \text{(II.122)}$$

3. Рассмотрим приток жидкости (нефти) с постоянным дебитом q к точечному стоку, расположенному в однородном бесконечно простирающемся плоском пласте толщиной h при упругом режиме. Сток находится в центре координат, и течение к нему в пласте радиальное. В начальный момент времени $t=0$, пластовое давление постоянно и составляет $p_к$. При $t>0$ из точечного стока отбирается из пласта нефть с дебитом $q=\text{const}$, а пластовое давление остается равным $p_к$ только при $r\to\infty$. Требуется определить распределение давления в пласте в любой момент времени.

Уравнение неразрывности массы фильтрующегося в пласте вещества имеет в рассматриваемом случае следующий вид:

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial r} + \frac{\rho v}{r} + \frac{\partial(m\rho)}{\partial t} = 0. \qquad \text{(II.123)}$$

Учитывая закон Дарси и сжимаемость пласта (сжимаемость пород пласта и насыщающей их жидкости) из (II.123) получим уравнение упругого режима в следующем виде:

$$\frac{k}{\mu}\left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2}+\frac{1}{r}\frac{\partial p}{\partial r}\right)=\beta\frac{\partial p}{\partial t};$$

$$\beta=\beta_c+m\beta_ж, \tag{II.124}$$

где β_c и $\beta_ж$ — сжимаемость соответственно пород пласта и насыщающей пласт жидкости. Остальные обозначения такие же, что и принятые выше в формуле закона Дарси. Введем функцию $f(r, t)$ следующим образом:

$$f=\frac{2\pi kh\,(p_к-p)}{q\mu} \tag{II.125}$$

и подставим ее в уравнение (II.124). В результате получим

$$\varkappa\left(\frac{\partial^2 f}{\partial r^2}+\frac{1}{r}\frac{\partial f}{\partial r}\right)=\frac{\partial f}{\partial t}. \tag{II.126}$$

Здесь $\varkappa$ — пьезопроводность пласта. Поскольку сток точечный ($r\longrightarrow 0$), то для него имеем следующее граничное условие:

$$q=\frac{2\pi kh}{\mu}\left(r\frac{\partial p}{\partial r}\right)_{r\to 0}=-q\left(r\frac{\partial f}{\partial r}\right)_{r\to 0}.$$

Следовательно, граничное и начальное условия будут

$$\left(r\frac{\partial f}{\partial r}\right)_{r\to 0}=-1, \qquad f(r, 0)=0. \tag{II.127}$$

Известно, что рассматриваемое решение задачи зависит от одной переменной $\xi=r/\sqrt{\varkappa t}$. В таких случаях считают, что решение автомодельное, т. е. подобное самому себе. Поэтому $f=f(\xi)$. Имеем

$$\frac{\partial f}{\partial t}=-f'\frac{r}{2t\sqrt{\varkappa t}}; \qquad \frac{\partial f}{\partial r}=f'\frac{1}{\sqrt{\varkappa t}}, \qquad \frac{\partial^2 f}{\partial r^2}=f''\frac{1}{\varkappa t}. \tag{II.128}$$

Подставляя эти значения производных в основное уравнение (II.126), получим

$$u'+\frac{u\xi}{2}=0, \qquad u=f'\xi. \tag{II.129}$$

Из (II.127) имеем следующие условия:

$$f=0 \quad \text{при} \quad \xi\longrightarrow\infty;$$

$$\left(\xi\frac{df}{d\xi}\right)_{\xi\to 0}=-1. \tag{II.130}$$

Решение уравнения (II.129) получим просто. При выполнении условий (II.130), опуская промежуточные выкладки, получим

$$f(\xi)=\int_{\xi}^{\infty}\frac{e^{-\frac{\xi^2}{4}}}{\xi}d\xi=\frac{1}{2}\int_{z}^{\infty}\frac{e^{-z}\,dz}{z},\qquad z=\frac{\xi^2}{4}. \tag{II.131}$$

После подстановки (II.131) в (II.125) окончательно имеем

$$p_к-p=-\frac{q\mu}{4\pi kh}\int_{z}^{\infty}\frac{e^{-z}}{z}\,dz=-\frac{q\mu}{4\pi kh}\,Ei\left(-\frac{r^2}{4\varkappa t}\right). \tag{II.132}$$

Функция $-Ei\left(-\frac{r^2}{4\varkappa t}\right)$ положительна при $0\leqslant z\leqslant\infty$, но при $z\longrightarrow 0$ она неограниченно возрастает. Приближенно эту функцию можно использовать для расчета распределения давления при упругом режиме и в случае притока жидкости к источникам малого, но конечного радиуса ($r=r_c$), т. е. к скважинам. Значения функции $-Ei\left(\frac{r^2}{4\varkappa t}\right)$ можно найти с помощью соответствующих таблиц.

4. Пусть имеем прямолинейный однородный пласт толщиной h и шириной b, ограниченный двумя галереями (рис. 48), одна из которых находится в вертикальном сечении $x=0$, а другая — в сечении пласта $x=l$. В начальный момент времени ($t=0$) давление во всем пласте было постоянным, равным p_0. Это же давление поддерживается постоянным на галерее $x=l$ при $t>0$. В момент времени $t=0$ из пласта (с галереи $x=0$) начинают отбирать нефть с постоянным дебитом q. Пласт разрабатывается при упругом режиме. Требуется определить распределение давления в описанном ограниченном пласте при $t>0$. Приступая к решению этой задачи, прежде всего отметим, что перераспределение давления в пласте будет описываться тем же по существу уравнением упругого режима, что и в предыдущей задаче, только в рассматриваемом случае оно будет иметь следующий, более простой вид:

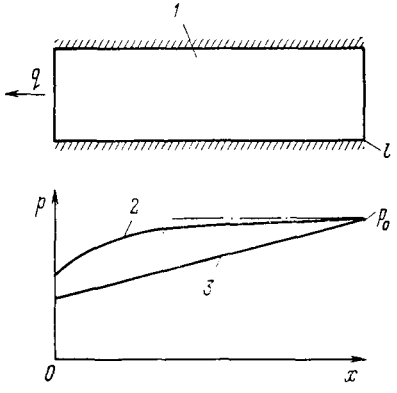


Рис. 48. График перераспределения давления в прямолинейном пласте длиной l при упругом режиме:

1 — пласт; *2* — неустановившееся распределение давления; *3* — установившееся распределение давления

$$\varkappa\frac{\partial^2 p}{\partial x^2}=\frac{\partial p}{\partial t}. \tag{II.133}$$

Для удобства решения задачи введем безразмерные координаты следующим образом:

$$\xi = x/l, \qquad \tau = \varkappa t/l^2. \tag{II.134}$$

Подставляя (II.134) в (II.133), получим

$$\partial^2 p/\partial \xi^2 = \partial p/\partial \tau. \tag{II.135}$$

В соответствии с условиями задачи начальные и граничные условия для уравнения (II.135) имеют вид

$$p(\xi, 0) = p(1, \tau) = p_0;$$

$$\frac{\partial p}{\partial \xi}\Big|_{\xi=0} = \frac{q\mu l}{kbh}. \tag{II.136}$$

Из постановки задачи следует, что при $t \longrightarrow \infty$ распределение давления в пласте будет стремиться к установившемуся

$$p_0 - p = \frac{q\mu l}{kbh}(1-\xi). \tag{II.137}$$

При $\xi = 0$ из (II.137) $q\mu l/(kbh) = p_0 - p_1$. В связи с приведенным замечанием удобно искать решение задачи в следующем виде:

$$p_0 - p(\xi, \tau) = (p_0 - p_1)(1-\xi) - (p_0 - p_1) f(\xi, \tau). \tag{II.138}$$

При этом

$$f(\xi, 0) = 1-\xi; \qquad f(1, \tau) = 0;$$

$$\frac{\partial f}{\partial \xi}\Big|_{\xi=0} = 0. \tag{II.139}$$

При решении этой задачи применим метод Фурье, согласно которому

$$f(\xi, \tau) = \varphi(\tau)\psi(\xi). \tag{II.140}$$

Подставляя (II.140) в (II.138) и затем в исходное уравнение (II.135), получим

$$\varphi'\psi = \psi''\varphi. \tag{II.141}$$

Из (II.141) следует

$$\frac{\varphi'}{\varphi} = \frac{\psi''}{\psi} = c = \text{const}. \tag{II.142}$$

Решая уравнения (II.142) и выполняя начальные и граничные условия, приходим к следующему решению задачи:

$$p_0 - p(\xi, \tau) = (p_0 - p_1)(1-\xi) -$$

$$- \frac{8(p_0 - p_1)}{\pi^2} \sum_0^\infty \frac{1}{(2n+1)^2} e^{-\left[\frac{(2n+1)^2 \pi^2}{4}\tau\right]} \cos \frac{2n+1}{2}\pi\xi,$$

$$n = 0, 1, 2\ldots. \tag{II.143}$$

При этом было использовано известное разложение в ряд Фурье:

$$1-\xi=\frac{8}{\pi^2}\sum_{0}^{\infty}\frac{1}{(2n+1)^2}\cos\frac{2n+1}{2}\pi\xi.$$

По формуле (II.143) можно определить время формирования установившегося распределения давления в пласте между двумя галереями (рядами скважин), одна из которых нагнетательная, а другая — добывающая.

Приближенные методы

Из приближенных методов расчета в теории разработки нефтяных месторождений наиболее распространены метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений Ю. П. Борисова и метод интегральных соотношений Г. И. Баренблатта. Первый из указанных методов используют при расчете установившихся течений жидкостей в плоских пластах со скважинами, а второй — в расчетах перераспределения давления жидкости при упругом режиме, неустановившегося движения газа и реже — задач диффузии, теплопроводности и конвекции. Метод интегральных соотношений хорошо разработан только для решения одномерных задач.

Рассмотрим вначале метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений. Справедливость этого метода покажем на примере конкретного решения о притоке жидкости к бесконечной цепочке скважин. Так, перепишем формулу (II.104) следующим образом:

$$p_к-p_c=\frac{q\mu\left(L+\frac{\sigma}{\pi}\ln\frac{\sigma}{\pi r_c}\right)}{2\sigma kh}=q\left(\frac{\mu L}{2\sigma kh}+\frac{\mu\ln\frac{\sigma}{\pi r_c}}{2\pi kh}\right). \qquad \text{(II.144)}$$

Первый член выражения, стоящего в скобках (II.144), характеризует фильтрационное сопротивление при движении жидкости в полосе шириной 2σ на расстоянии от 0 до L, а второй член — фильтрационное сопротивление при радиальном движении жидкости от кругового контура $r_к=\sigma/\pi$ до окружности радиуса r_c. Ю. П. Борисов назвал фильтрационное сопротивление

$\rho_ф=\frac{\mu L}{2\sigma kh}$ внешним, а $\rho_{фc}=\mu\ln\frac{\sigma}{\pi r_c}\Big/(2\pi kh)$ — внутренним и предположил, что и в более сложных случаях установившихся плоских фильтрационных течений фактические фильтрационные сопротивления можно разделить на эквивалентные внешние и внутренние.

Метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений позволяет рассчитывать с достаточной для практики точностью

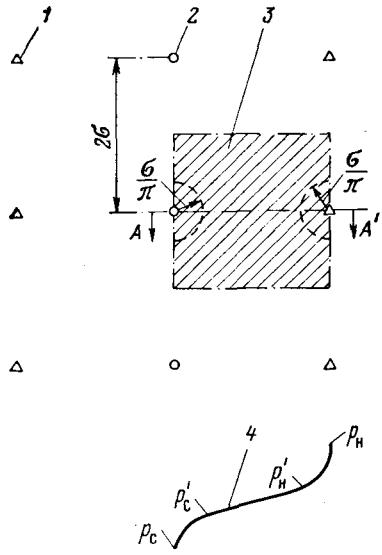


Рис. 49. Схема распределения давления в элементе однорядной системы разработки:

1 — нагнетательные скважины; *2* — добывающие скважины; *3* — элемент однорядной системы разработки; *4* — эпюра пластового давления в сечении *AA'*

дебиты и давления в пластах при различных системах разработки.

Рассмотрим однорядную систему разработки со схемой расположения скважин, показанной на рис. 49. При этом происходит поршневое вытеснение нефти водой из пласта толщиной h. Вязкость нефти в пластовых условиях составляет $\mu_н$, а вязкость воды $\mu_в$. Абсолютная проницаемость пласта k, а относительные проницаемости для нефти и воды, являющиеся постоянными согласно модели поршневого вытеснения нефти водой, равны соответственно $k_н$ и $k_в$, радиус добывающей скважины $r_с$, радиус нагнетательной скважины $r_{нс}$. Вода в процессе вытеснения нефти в момент времени $t=t_1$ дошла до расстояния σ/π от нагнетательной скважины (см. рис. 49). При этом расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами равны. Дебит одной добывающей скважины, равный расходу одной нагнетательной скважины, постоянен и составляет q. Требуется определить перепад давления между нагнетательной и добывающей скважинами.

Рассмотрим течение в одном элементе пласта, выделенном штриховкой на рис. 49, шириной $b=2\sigma$. Обозначим давление на расстоянии от нагнетательной скважины, равном $r_к=\sigma/\pi$, через $p'_н$. В соответствии с условием задачи и формулой Дюпюи

$$q=\frac{2\pi k k_в h\,(p_н-p_н')}{\mu_в \ln\dfrac{\sigma}{\pi r_{нс}}}.$$

Согласно методу эквивалентных фильтрационных сопротивлений течение в рассматриваемом элементе складывается из трех: радиального (течение воды) от нагнетательной скважины радиусом $r_{нс}$ до контура радиусом σ/π, прямолинейного (течение нефти) от галереи $x=0$, где давление $p'_н$, до галереи $x=l$, где давление $p_с{}^1$, и радиального (течение нефти) — от контура радиусом σ/π, где давление также равно $p'_с$, до добывающей скважины радиусом $r_с$. Учитывая, что ввиду симметрии прямолинейное течение происходит с расходом $q/2$ (вправо и влево от нагнетательной скважины уходит жидкость с расхо-

дом $q/2$), получим

$$\frac{q}{2}=\frac{2\sigma k k_{\text{н}} h\,(p_{\text{н}}'-p_{\text{с}}')}{\mu_{\text{н}} l}.$$

Наконец, для дебита добывающей скважины имеем формулу

$$q=\frac{2\pi k k_{\text{н}} h\,(p_{\text{с}}'-p_{\text{с}})}{\mu_{\text{н}} \ln\dfrac{\sigma}{\pi r_{\text{с}}}}.$$

Перепишем приведенные выше выражения относительно перепадов давлений в виде

$$p_{\text{н}}-p_{\text{н}}'=\frac{q\mu_{\text{в}} \ln\dfrac{\sigma}{\pi r_{\text{н с}}}}{2\pi k k_{\text{в}} h};$$

$$p_{\text{н}}'-p_{\text{с}}'=-\frac{q\mu_{\text{н}} l}{4\sigma k k_{\text{н}} h};$$

$$p_{\text{с}}'-p_{\text{с}}=\frac{q\mu_{\text{н}} \ln\dfrac{\sigma}{\pi r_{\text{с}}}}{2\pi k k_{\text{в}} h}.$$

Сложим эти выражения. В результате получим требующийся ответ

$$p_{\text{н}}-p_{\text{с}}=\frac{q}{2kh}\left(\frac{\mu_{\text{в}} \ln\dfrac{\sigma}{\pi r_{\text{н с}}}}{\pi k_{\text{в}}}+\frac{\mu_{\text{н}} l}{2\sigma k_{\text{н}}}+\frac{\mu_{\text{н}} \ln\dfrac{\sigma}{\pi r_{\text{с}}}}{\pi k_{\text{н}}}\right). \qquad \text{(II.145)}$$

Рассмотрим ту же задачу, что и в п. 2 (см. стр. 81), но решим ее методом интегральных соотношений Г. И. Баренблатта, согласно которому приближенное решение задачи представляется в виде многочлена. Далее считаем, что приближенное распределение удовлетворяет не исходному дифференциальному уравнению, а интегральным соотношениям, получаемым в результате умножения левой и правой частей уравнения на координату в степени n и их интегрирования. При использовании описываемого приближенного метода принимают, что всякое незначительное изменение температуры в случае теплопроводности или давления в случае упругого режима распространяется не мгновенно, а существует в ограниченной «возмущенной» области. Для рассматриваемой задачи интегральное соотношение имеет вид

$$\varkappa_{\text{т}}\int_{l_1(t)}^{l_2(t)} x^n\frac{\partial^2 T}{\partial x^2}\,dx=\int_{l_1(t)}^{l_2(t)} x^n\frac{\partial T}{\partial t}\,dx, \qquad \text{(II.146)}$$

где n — любое, обычно целое число, начиная с нуля. Положим в качестве первого приближения $n=0$ и возьмем решение в виде

$$\frac{T-T_0}{T_1-T_0}=A_0+A_1\frac{x}{l(t)}+A_2\frac{x^2}{l^2(t)}. \qquad \text{(II.147)}$$

Выполним граничные и начальное условия, которые при приближенном решении задачи имеют несколько иной вид, чем при точном решении, а именно

$$T = T_0 \text{ при } x = l(t);$$
$$T = T_1 \text{ при } x = 0. \tag{II.148}$$

Должно также всегда выполняться условие $l(0) = 0$. При решении задачи приближенным методом необходимо также дополнительно выполнять условие

$$\left.\frac{\partial T}{\partial x}\right|_{x=l(t)} = 0. \tag{II.149}$$

Соблюдая приведенные условия, получим

$$A_0 = T_1 - T_0 = \Delta T_1;$$
$$A_1 = -2\Delta T_1;$$
$$A_2 = \Delta T_1.$$

Таким образом

$$T - T_0 = \Delta T_1 \left[1 - 2\frac{x}{l(t)} + \frac{x^2}{l^2(t)}\right]. \tag{II.150}$$

Для определения $l(t)$ подставим (II.150) в (II.146) при $n = 0$, считая $l_1(t) = 0$. В результате получим уравнение

$$6\varkappa_т dt = l dl.$$

Отсюда

$$l = 2\sqrt{3\varkappa_т t}, \tag{II.151}$$

т. е. задача решена.

Определим, как и в примере II.4, скорость уноса тепла при $x = 0$. Имеем

$$v_т|_{x=0} = -\lambda_т \left.\frac{\partial T}{\partial x}\right|_{x=0} = \frac{\lambda_т \Delta T_1}{\sqrt{3\varkappa_т t}}. \tag{II.152}$$

Сравнивая приведенное приближенное выражение с точным (II.122), находим, что скорость уноса тепла, определенная приближенным методом, будет больше точной в $\sqrt{\pi/3}$ раз, т. е. всего примерно на 2%.

Численные методы

В расчетах разработки нефтяных месторождений чаще всего применяют конечно-разностные методы. При использовании этих методов дифференциальные уравнения, описывающие процессы разработки нефтяных месторождений, представляют в

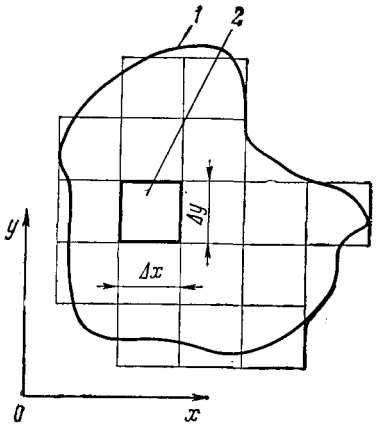


Рис. 50. Схема разбиения области со сложной конфигурацией на конечно-разностные ячейки:
1 — контур области; *2* — ячейка *A*

конечно-разностной форме. Конечно-разностные уравнения решают с помощью быстродействующих электронно-вычислительных машин. Удобные для использования точные решения задач разработки нефтяных месторождений практически обычно получают только для одномерных случаев (прямолинейное и радиальное течения). При необходимости же рассчитать процессы разработки пластов с учетом их сложной геометрической формы, получить точные и даже приближенные решения не удается. В таких случаях решить задачу можно, применяя численные методы. Например, необходимо рассчитать перераспределение давления в области со сложной конфигурацией (рис. 50) при упругом режиме. В этом двумерном случае уравнение упругого режима имеет вид

$$\varkappa\left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 p}{\partial y^2}\right)=\frac{\partial p}{\partial t}. \qquad \text{(II.153)}$$

Область течения нефти в плоском пласте разбивается на множество ячеек с размерами Δx, Δy и h соответственно по осям x, y и z. Рассмотрим ячейку A, которая при бесконечном дроблении ($\Delta x \longrightarrow 0$, $\Delta y \longrightarrow 0$) превращается в точку A. Будем считать, что в этой ячейке давление равно p_{ij}. При замене в уравнении (II.153) бесконечно малых приращений конечными выражения для производных преобразуются следующим образом

$$\begin{aligned}
&\frac{\partial p}{\partial x} \longrightarrow \frac{p_{i+1,j}-p_{ij}}{\Delta x};\\
&\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \longrightarrow \frac{1}{\Delta x}\left(\frac{p_{i+1,j}-p_{ij}}{\Delta x}-\frac{p_{ij}-p_{i-1,j}}{\Delta x}\right); \qquad \text{(II.154)}\\
&\frac{\partial^2 p}{\partial y^2} \longrightarrow \frac{1}{\Delta y}\left(\frac{p_{i,j+1}-p_{ij}}{\Delta y}-\frac{p_{ij}-p_{i,j-1}}{\Delta y}\right).
\end{aligned}$$

Подставляя (II.154) в уравнение (II.153), получим

$$\varkappa\left[\frac{1}{\Delta x}\left(\frac{p_{i+1,j}-p_{ij}}{\Delta x}-\frac{p_{ij}-p_{i-1,j}}{\Delta x}\right)+\right.$$
$$\left.+\frac{1}{\Delta y}\left(\frac{p_{i,j+1}-p_{ij}}{\Delta y}-\frac{p_{ij}-p_{i,j-1}}{\Delta y}\right)\right]=\frac{p_{i,j}{}^{k+1}-p^k{}_{i,j}}{\Delta t}. \qquad \text{(II.155)}$$

Здесь $p^k_{i,j}$ — давление в ячейке A в момент времени t; $p_{i,j}{}^{k+1}$ — давление в той же ячейке в момент времени $t+\Delta t$.

Граничные и начальные условия при решении задач численными методами также приводят к соответствующей конечно-разностной форме. Соотношение (II.155) представляет собой алгебраическое уравнение. Таким образом, при использовании конечно-разностных методов вместо дифференциальных решают алгебраические уравнения.

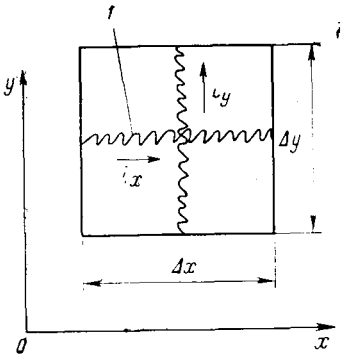


Рис. 51. Ячейка A:
1 — электрические сопротивления

Аналоговые методы

Рассмотрим в несколько увеличенном виде ячейку A, взятую из рис. 50. В соответствии с электрогидродинамической аналогией (ЭГДА) фильтрационные сопротивления можно заменить электрическими, как это показано на рис. 51. Согласно закону Ома, для силы тока i_x и i_y в направлениях x и y имеем выражения

$$i_x = -\frac{S}{\rho}\frac{\Delta U}{\Delta x}; \qquad i_y = -\frac{S}{\rho}\frac{\Delta U}{\Delta y}, \tag{II.156}$$

где S — площадь поперечного сечения электрического проводника; ρ — удельное электрическое сопротивление; ΔU — приращение электрического напряжения.

Сравним выражения (II.156) с формулой закона Дарси, представленной в конечно-разностной форме. Имеем

$$v_x = -\frac{k}{\mu}\frac{\Delta p}{\Delta x}; \qquad v_y = -\frac{k}{\mu}\frac{\Delta p}{\Delta y}, \tag{II.157}$$

Выражения (II.156) и (II.157) совпадают, если давление жидкости заменить электрическим напряжением, скорости фильтрации — силой электрического тока, а k/μ — величиной S/ρ. Указанные взаимно заменяемые величины — аналоги друг друга. Так, сила тока — аналог скорости фильтрации, электрическое напряжение U — аналог давления, электрическая проводимость S/ρ — аналог фильтрационной проводимости.

В случае упругого режима аналогом сжимаемости пласта β является электрическая емкость C. Следовательно, можно написать

$$p = \bar{a}U; \qquad \frac{k}{\mu} = \bar{b}\frac{S}{\rho}; \qquad \beta = \bar{c}C, \tag{II.158}$$

где $\bar{a}$, $\bar{b}$ и $\bar{c}$ — коэффициенты пропорциональности.

Подставляя (II.158) в уравнение упругого режима, получим

$$\frac{\overline{b}\,\overline{c}S}{\rho C}\left(\frac{\partial^2 U}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 U}{\partial y^2}\right)=\frac{\partial U}{\partial t}. \qquad \text{(II.159)}$$

Процессы, описываемые уравнением (II.159), можно моделировать на специальных устройствах, называемых электроинтеграторами, подключая к каждой ячейке соответствующие электрические сопротивления и электрические емкости. По формулам (II.158) проводим пересчет электрических параметров, экспериментально определяемых на электроинтеграторах, на соответствующие фильтрационные параметры.

Контрольные вопросы

1. Расскажите о классификации моделей пластов.
2. Получите формулу, определяющую трещинную проницаемость трещиноватого пласта. Найдите связь между трещинной проницаемостью, густотой трещин и трещинной пористостью.
3. Объясните методику построения модели слоисто-неоднородного пласта по данным геолого-геофизических исследований.
4. Напишите и объясните формулы плотности и закона логарифмически нормального распределения абсолютной проницаемости.
5. Напишите и объясните формулы плотности и закона гамма-распределения абсолютной проницаемости.
6. Какие фундаментальные законы естествознания используют при моделировании процессов разработки нефтяных и газовых месторождений? В виде каких уравнений они выражаются?
7. Что называется коэффициентом распределения («константой равновесия») вещества в газовой и жидкой фазах?
8. Напишите формулу, выражающую зависимость пористости пород пласта от среднего нормального напряжения. В какой теории используют эту зависимость?
9. Расскажите о связи между вертикальной компонентой напряжения (вертикальным горным давлением), средним нормальным напряжением и пластовым давлением. В какой теории используют эту связь?
10. Выведите формулу для распределения пластового давления в случае притока жидкости из однородного бесконечного пласта к точечному стоку. Покажите, какой вид приобретает формула при малых значениях $r/\sqrt{\varkappa t}$. При каких расчетах используют эту формулу?
11. Выведите формулу для дебита скважины в элементе однорядной системы разработки методом эквивалентных фильтрационных сопротивлений.

Глава III

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ЕСТЕСТВЕННЫХ РЕЖИМАХ

§ 1. ПРОЯВЛЕНИЕ УПРУГОГО РЕЖИМА

Разработка нефтяного месторождения при упругом режиме — это осуществление процесса извлечения нефти из недр в условиях, когда пластовое давление превышает давление насыщения, поля давлений и скоростей продвижения нефти и воды, насыщающих пласт, а также воды в его законтурной области неустановившиеся, изменяющиеся во времени в каждой точке пласта.

Упругий режим проявляется во всех случаях, когда изменяются дебиты добывающих нефть скважин или расходы воды, закачиваемой в нагнетательные скважины. Однако даже при установившемся режиме в пределах нефтеносной части пласта, например в процессе разработки месторождения с использованием законтурного заводнения, в законтурной области будет наблюдаться перераспределение давления за счет упругого режима. Упругий режим с точки зрения физики — расходование или пополнение упругой энергии пласта, происходящее благодаря сжимаемости пород и насыщающих их жидкостей. При пуске, например, добывающей скважины давление в ней уменьшается по сравнению с пластовым. По мере отбора нефти запас упругой энергии в призабойной зоне уменьшается, т. е. нефть и породы оказываются менее сжатыми, чем раньше. Продолжающийся отбор нефти из пласта приводит к дальнейшему расходованию запаса упругой энергии и, следовательно, к расширению воронки депрессии вокруг скважины.

С уменьшением пластового давления до значения, меньшего, чем давление насыщения, из нефти начнет выделяться растворенный в ней газ и режим пласта изменится — упругий режим сменится режимом растворенного газа или газонапорным.

Теорию упругого режима используют главным образом для решения следующих задач по разработке нефтяных месторождений.

1. При определении давления на забое скважины в результате ее пуска, остановки или изменения режима эксплуатации, а также при интерпретации результатов исследования скважин с целью определения параметров пласта.

На основе теории упругого режима создан наиболее известный в практике разработки нефтяных месторождений метод определения параметров пласта по кривым восстановления

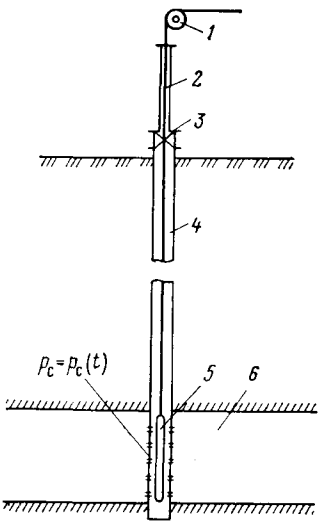
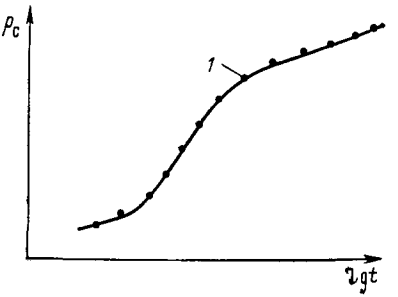


Рис. 52. Схема скважины при исследовании методом восстановления давления:

1 — ролик подъемного устройства; *2* — канат (кабель); *3* — задвижка; *4* — скважина; *5* — глубинный манометр; *6* — пласт

Рис. 53. Кривая восстановления забойного давления в скважине:

1 — точки фактических измерений забойного давления глубинным манометром



давления в остановленных скважинах (метод КВД). Технологически этот метод состоит в том, что исследуемую скважину вначале эксплуатируют с постоянным дебитом q до достижения притока в скважину, близкого к установившемуся. Затем на забой (рис. 52) опускают глубинный манометр, способный регистрировать изменение давления на забое скважины во времени t. В некоторый момент времени, условно принимаемый за начальный ($t=0$), закрывают исследуемую скважину. Давление на ее забое p_c начинает расти, восстанавливаясь до условного пластового $p_к$ (контурного), за которое принимают давление в пласте на половинном расстоянии между скважинами. В каждой исследуемой скважине давление может восстанавливаться особым образом. Сняв кривую восстановления забойного давления $p_c=p_c(t)$, определяют на основе соответствующего решения задачи теории упругого режима проницаемость и пьезопроводность пласта. На рис. 53 показана типичная фактическая кривая восстановления забойного давления в виде зависимости $p_c=p_c(\lg t)$.

2. При расчетах перераспределения давления в пласте и соответственно изменения давления на забоях одних скважин, в результате пуска-остановки или изменения режима работы других скважин, разрабатывающих пласт.

Эти расчеты используют, в частности, для интерпретации данных «гидропрослушивания» пласта, осуществляющегося следующим образом. В момент времени $t=0$ производят, например, пуск в работу скв. A с дебитом q_A (рис. 54). На забое остановленной скв. B, в которую предварительно опускают глубинный манометр, регистрируется изменение забойного давления $p_{св}=p_{св}(t)$.

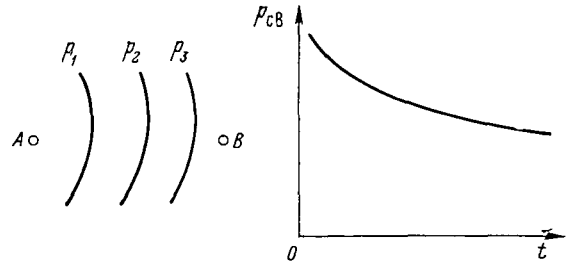


Рис. 54. Кривая понижения давления в прослушиваемой скважине

На рис. 54 слева показаны «волны» понижения пластового давления ($p_1<p_2<p_3$), а справа — типичная фактическая кривая понижения давления в прослушиваемой скважине. По скорости и амплитуде понижения давления $p_{св}=p_{св}(t)$ можно оценить среднюю проницаемость и пьезопроводность пласта на участке между скв. *А* и *В*. Если же в скв. *В* не происходит изменения давления, т. е. она не прослушивается из скв. *А*, то считают, что между этими скважинами существует непроницаемый барьер (тектонический сдвиг, участок залегания непроницаемых пород и т. д.). Установление гидродинамических связей между скважинами имеет важное значение для определения охвата пласта воздействием и регулирования его разработки.

3. При расчетах изменения давления на начальном контуре нефтеносности месторождения или средневзвешенного по площади нефтеносности пластового давления при заданном во времени поступлении воды в нефтеносную часть из законтурной области месторождения.

Если нефтяное месторождение разрабатывается без воздействия на пласт и это месторождение окружено обширной водоносной областью с достаточно хорошей проницаемостью пород в этой области, то отбор нефти из месторождения и понижение пластового давления в нем вызовут интенсивный приток воды из законтурной в нефтеносную область разрабатываемого пласта.

На рис. 55 показана схема нефтяного месторождения с равномерным расположением скважин, разрабатываемого на естественном режиме. В процессе отбора из пласта вначале нефти, а затем нефти с водой пластовое давление изменится по сравнению с начальным $p_{ко}$, которое сохранится в водоносной части на некотором, постоянно увеличивающемся удалении от контура нефтеносности. В нижней части этого рисунка показана эпюра пластового давления вдоль разреза пласта по линии AA'. Как видно из этой эпюры, вблизи внешнего *1* и внутреннего *2* контуров нефтеносности пластовое давление резко снижается в результате роста фильтрационного сопротивления при совместной фильтрации нефти и воды, затем плавно изменяется по площади. Вблизи добывающих скважин *3*, есте-

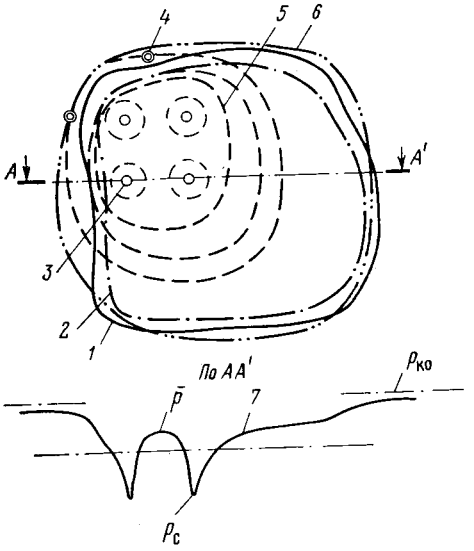


Рис. 55. Схема нефтяного месторождения и изменения пластового давления:

1 — внешний контур нефтеносности; *2* — внутренний контур нефтеносности; *3* — добывающие скважины; *4* — пьезометрические скважины; *5* — изобары; *6* — условный контур нефтеносности; *7* — эпюра пластового давления вдоль разреза месторождения по линии *AA'*

ственно, возникают воронки депрессии и забойное давление в скважинах составляет p_c. Построив изобары *5* (линии равного пластового давления), можно определить средневзвешенное пластовое давление p (см. рис. 55), которое в процессе разработки месторождения на естественном режиме будет уменьшаться со временем. Если вблизи контура нефтеносности имеются наблюдательные (пьезометрические) скважины *4*, то замеряют изменение давления на контуре $p_{кон}$ в этих скважинах, при этом считая, что пьезометрические скважины находятся на некотором условном контуре нефтеносности *6*. Таким образом, можно рассматривать изменение во времени средневзвешенного пластового давления $\bar{p}=p(t)$ или контурного $p_{кон}=p_{кон}(t)$. По отбору жидкости из нефтяной залежи с корректировкой на изменение упругого запаса можно определить изменение во времени отбора воды $q_{зв}$ из законтурной части пласта. Далее можно приближенно полагать, что темп отбора воды из законтурной области пласта равен темпу отбора жидкости из нефтяной залежи $q_ж=q_ж(t)$. Пусть, например, на месторождении имеются пьезометрические скважины и по глубинным замерам определено изменение в них давления $p_{кон}=p_{кон}(t)$ за некоторый начальный период разработки месторождения Δt_1.

Фактическое изменение $p_{кон}=p_{кон}(t)$ показано на рис. 56, а на рис. 57 — изменение $q_ж=q_ж(t)$ за начальный период Δt_1 и за весь период разработки месторождения. Естественно, в начальный период Δt_1 разработки отбор жидкости из месторождений в связи с его разбуриванием и вводом в эксплуатацию скважин возрастает. За этот период и определено факти-

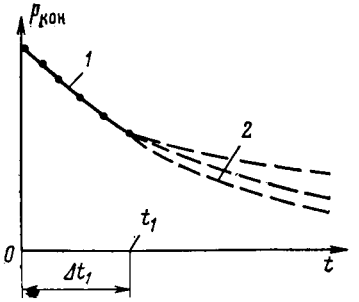


Рис. 56. Зависимость $p_{кон}$ от времени t:

1 — фактическое (замеренное в пьезометрических скважинах) контурное давление $p_{кон}$ за период Δt_1; *2* — возможные варианты изменения $p_{кон}$ при различных $q_ж(t>t_1)$

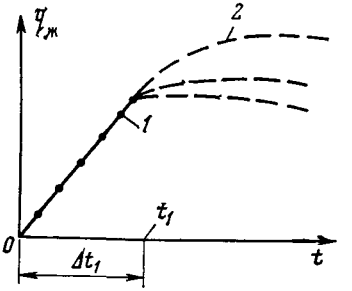


Рис. 57. Зависимость $q_ж$ от времени t:

1 — фактическое изменение $q_ж$ за период Δt_1; *2* — возможные варианты изменения $q_ж$ при $t>t_1$

ческое изменение давления на контуре $p_{кон}$. При $t>t_1$ отбор жидкости из месторождения изменяется иначе, чем в начальный период: он сначала стабилизируется, а в поздний период разработки снижается.

Поэтому просто экстраполировать изменение $p_{кон}(t)$ по имеющейся зависимости $p_{кон}=p_{кон}(t)$ за начальный период разработки Δt_1 нельзя, так как темп отбора жидкости изменится при $t>t_1$. Изменение $p_{кон}=p_{кон}(t)$ прогнозируют на основе решения соответствующих задач теории упругого режима.

4. При расчетах восстановления давления на контуре нефтеносного пласта в случае перехода на разработку месторождения с применением заводнения или при расчетах утечки воды в законтурную область пласта, если задано давление на контуре нефтеносности.

Если нефтяное месторождение в некоторый момент времени начинает разрабатываться с применением законтурного заводнения, то приток воды в нефтенасыщенную часть из законтурной области будет уменьшаться, поскольку вытеснение нефти из пласта осуществляется закачиваемой в пласт водой. С повышением давления на линии нагнетания приток воды в нефтенасыщенную часть месторождения из законтурной области сначала прекратится, а затем закачиваемая в пласт вода начнет утекать в законтурную область.

При расчетах утечки воды в законтурную область может потребоваться решение задачи упругого режима, когда на контуре нагнетательных скважин (рис. 58) задано давление $p_{кон}$, а требуется определить расход воды, утекающей в законтурную область пласта.

5. При определении времени, в течение которого в каком-либо элементе системы разработки с воздействием на пласт с помощью заводнения наступит установившийся режим.

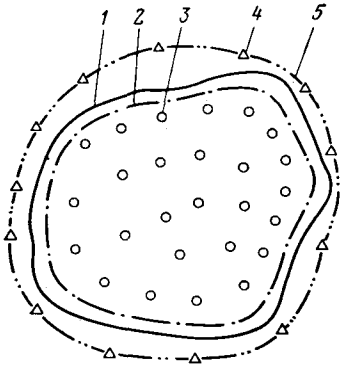


Рис. 58. Схема разработки нефтяного месторождения с применением законтурного заводнения:

1 — внешний контур нефтеносности; *2* — внутренний контур нефтеносности; *3* — добывающие скважины; *4* — нагнетательные скважины; *5* — контур нагнетательных скважин

Допустим, что месторождение введено в эксплуатацию с применением внутриконтурного заводнения при однорядной системе разработки. Пусть в какой-то момент времени были остановлены первый и второй ряды нагнетательных скважин, а в момент времени $t=0$ их вновь включают в эксплуатацию.

Процессы вытеснения нефти водой происходят обычно медленнее, чем процесс перераспределения давления при упругом режиме. Поэтому можно считать, что спустя некоторое время после пуска нагнетательных рядов в пласте между добывающим и нагнетательным рядами наступит период медленно меняющегося распределения давления (при постоянстве расходов закачиваемой в пласт воды и отбираемой из пласта жидкости), т. е. упругий режим закончится и создается почти установившийся режим. Время существования упругого режима также определяют на основе теории упругого режима. Задача о перераспределении давления при упругом режиме в прямолинейном пласте между нагнетательной и добывающей галереями и об определении времени наступления установившегося режима решена в гл. II.

Для того чтобы осуществлять расчеты процессов разработки нефтяных месторождений при упругом режиме, необходимо прежде всего получить дифференциальное уравнение этого режима, при выводе которого исходят из уравнения неразрывности массы фильтрующегося вещества, которое представим в более развернутом, чем в гл. II, виде:

$$\rho \frac{\partial m}{\partial t} + m \frac{\partial \rho}{\partial t} + \operatorname{div} \rho v = 0. \qquad \text{(III.1)}$$

Пористость пласта m, как было отмечено в предыдущей главе, нелинейно зависит от среднего нормального напряжения σ. Однако в диапазоне изменения σ от доли единицы до 10 МПа зависимость пористости от среднего нормального напряжения можно считать линейной, а именно

$$m = m_0 - \beta_c (\sigma - \sigma_0). \qquad \text{(III.2)}$$

Здесь β_c — сжимаемость пористой среды пласта; σ_0 — начальное среднее нормальное напряжение.

Используем связь между горным давлением по вертикали $p_г$, средним нормальным напряжением σ и внутрипоровым (пластовым) давлением p, определяемую формулой (II.64).

Из формулы (II.64) следует, что при $p_г = \text{const}$

$$\frac{\partial \sigma}{\partial t} = -\frac{\partial p}{\partial t}. \tag{III.3}$$

Учитывая (III.2) и (III.3), получим

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \frac{\partial m}{\partial \sigma}\frac{\partial \sigma}{\partial t} = -\beta_c \frac{\partial \sigma}{\partial t} = \beta_c \frac{\partial p}{\partial t}. \tag{III.4}$$

Плотность фильтрующейся в пласте жидкости в первом приближении линейно зависит от давления p, т. е.

$$\rho = \rho_0 [1 + \beta_ж (p - p_0)], \tag{III.5}$$

где $\beta_ж$ — сжимаемость жидкости; ρ_0 — плотность жидкости при начальном давлении p_0.

Из (III.5) имеем

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{\partial \rho}{\partial p}\frac{\partial p}{\partial t} = \rho_0 \beta_ж \frac{\partial p}{\partial t}. \tag{III.6}$$

Используя закон Дарси и считая проницаемость k и вязкость жидкости μ не зависящими от координаты, имеем

$$\operatorname{div} \rho v = -\frac{k}{\mu} \operatorname{div} \rho \operatorname{grad} p. \tag{III.7}$$

Подставим (III.4), (III.6) и (III.7) в (III.1). В результате получим следующее выражение:

$$\rho \beta_c \frac{\partial p}{\partial t} + m \rho_0 \beta_ж \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k}{\mu} \operatorname{div} \rho \operatorname{grad} p. \tag{III.8}$$

Учитывая незначительную сжимаемость жидкости, в формуле (III.8) можно положить $\rho \approx \rho_0$. Тогда окончательно получим дифференциальное уравнение упругого режима в следующем виде:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \varkappa \operatorname{div} \operatorname{grad} p; \qquad \varkappa = \frac{k}{\mu \beta}; \tag{III.9}$$

$$\beta = \beta_c + m \beta_ж.$$

Здесь $\varkappa$ и β — соответственно пьезопроводность и упругоемкость пласта (по предложению В. Н. Щелкачева).

Решение уравнения упругого режима позволяет рассчитывать изменение давления во времени в каждой точке пласта. Однако при грубых оценках возможностей разработки нефтяных месторождений при упругом режиме используют понятие

об упругом запасе месторождения, его части или законтурной области. Упругий запас — это возможное изменение порового объема пласта в целом при изменении пластового давления на заданное, предельное, исходя из условий разработки и эксплуатации месторождения, значение. Упругий запас обычно определяют по формуле линейного закона сжимаемости пласта

$$\frac{\Delta V_{\text{п}}}{V} = \beta \Delta p; \qquad \beta = \beta_{\text{с}} + m\beta_{\text{ж}}, \tag{III.10}$$

где $\Delta V_{\text{п}}$ — изменение порового объема, т. е. непосредственно упругий запас пласта объемом V; $\Delta V_{\text{п}}$ и Δp — абсолютные величины.

Пример III.1. Рассмотрим пример определения упругого запаса нефтяного месторождения. Пусть имеем месторождение, продуктивный пласт которого имеет объем $V = 10^9$ м^3 $= 1$ км^3. Это — довольно большое месторождение, например длиной 20 км и шириной 5 км. Толщина пласта составляет 10 м. Предположим, что начальное пластовое давление равно 16 МПа, а давление насыщения — 6 МПа. Продуктивный пласт непосредственно за контуром нефтеносности выклинивается, замещаясь практически непроницаемыми породами. Поэтому в нефтеносную часть месторождения из его законтурной области поступает незначительное количество воды. Можно рассчитывать только на упругий запас нефтеносной части месторождения. Вопрос ставится следующим образом: сколько можно добыть жидкости из пласта при снижении пластового давления $\Delta \bar{p}$ на 10 МПа от начального пластового до давления насыщения?

Для ответа на этот вопрос необходимо определить упругий запас нефтяного месторождения с учетом указанных его особенностей. Пусть $\beta = 10^{-4}$ 1/МПа.

Тогда, согласно (III.10)

$$\Delta V_{\text{п}} = V\beta\Delta\bar{p} = 10^9 \cdot 10^{-4} \cdot 10 = 10^6 \text{ м}^3.$$

Таким образом, можно сказать, что при снижении пластового давления на 10 МПа упругий запас месторождения составляет 1 млн. м^3.

§ 2. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА КОНТУРЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ УПРУГОМ РЕЖИМЕ В ЗАКОНТУРНОЙ ОБЛАСТИ ПЛАСТА

Для разработки месторождения важно знать изменение давления во времени на условном контуре нефтеносности месторождения $p_{\text{кон}} = p_{\text{кон}}(t)$ или средневзвешенного по площади нефтяной залежи пластового давления $\bar{p}$. Оно позволяет прогнозировать перевод отдельных групп скважин с фонтанного на механизированные способы эксплуатации, а также определять время, когда пластовое давление снизится до давления насыщения, начнется разгазирование нефти в пласте и возникнет режим растворенного газа, а затем — газонапорный.

Прогнозирование времени перехода месторождения с упругого режима на режимы растворенного газа и газонапорный особенно необходимо при разработке месторождений, где такой переход допускать крайне нежелательно. Так, например, на

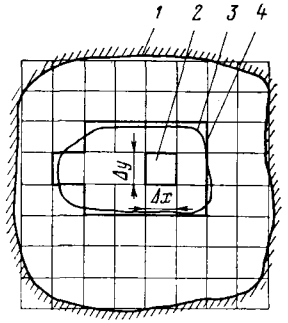


Рис. 59. Схема разбиения площади нефтяного месторождения и его законтурной водоносной области на ячейки:

1 — контур выклинивания водоносной области месторождения; *2* — ячейка площадью $\Delta x \Delta y$; *3* — условный контур нефтеносности; *4* — аппроксимация контура нефтеносности

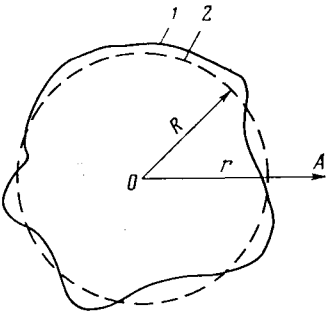


Рис. 60. Схема нефтяного месторождения круговой формы в плане:

1 — условный контур нефтеносности; *2* — аппроксимация контура нефтеносности окружностью радиусом *R*

месторождениях с высоким содержанием парафина в нефти (выше 15—20%) разгазирование пластовой нефти приведет к существенному изменению ее фазового состояния и выделению парафина в виде твердой фазы (что, в свою очередь, повлечет за собой повышение вязкости нефти и появление у нее неньютоновских свойств), осаждению твердого парафина в пористой среде пласта и в конечном счете к уменьшению нефтеотдачи.

Наконец, известно, что воздействие на разрабатываемые пласты путем заводнения или других методов по ряду причин обычно начинается не в момент ввода месторождения в разработку, а спустя некоторое время («запаздывает»). Важно знать, в течение какого времени допустимо разрабатывать нефтяное месторождение без воздействия на пласт при упругом режиме, не доводя до возникновения режимов растворенного газа и газонапорного.

Расчет изменения во времени средневзвешенного пластового или контурного давления при геометрически сложной конфигурации контура нефтеносности с учетом реального расположения скважин на месторождении возможен только с использованием численных методов и ЭВМ или аналоговых устройств.

Если, например, известен контур выклинивания законтурной водоносной части месторождения (рис. 59), то всю водоносную область можно разбить на некоторое число ячеек с размерами сторон Δx и Δy. Перераспределение давления за контуром месторождения, естественно, сильно зависит от параметров в его законтурной части, которые обычно бывают недостаточно точно известны. Обычно для прогнозирования изменения давления на контуре месторождения адаптируют расчетное изменение давления к фактическому, замеренному

в начальный период разработки месторождения. Поэтому при расчетах, видимо, не следует стремиться к мельчению ячеек в законтурной области пласта, так как знание параметров в этой области является не точным и прогнозирование давления на контуре будет давать удовлетворительные результаты только после адаптации расчетного изменения к фактическому.

В случае конфигурации месторождения, близкой к круговой, можно достаточно точно прогнозировать изменение контурного давления аналитически на основе решения задачи упругого режима о притоке воды из законтурной области пласта к нефтяной залежи, имеющей в плане форму круга радиусом R (рис. 60). Следует отметить, что характер течения воды к нефтяным залежам в законтурных областях во многих случаях действительно близок к радиальному, происходящему как бы в залежи круговой формы в плане.

Итак, пусть месторождение (см. рис. 60) разрабатывается на естественном режиме и, вследствие сравнительно незначительного упругого запаса энергии в нефтяной залежи, будем считать количество отбираемой жидкости из месторождения $q_{ж}(t)$ равным количеству поступающей воды к нефтяной залежи из законтурной области пласта $q_{зв}(t)$, т. е. $q_{ж}(t) \approx q_{зв}(t)$.

При разработке нефтяных месторождений добыча жидкости $q_{ж}(t)$ изменяется обычно так, как это показано на рис. 57. Для расчета $p_{кон}(t)$ будем считать законтурную область неограниченной ($R \leqslant r \leqslant \infty$). Радиальная фильтрация воды в этой области описывается дифференциальным уравнением упругого режима (III.9), которое в рассматриваемом случае принимает следующий вид:

$$\varkappa \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial p}{\partial t}, \qquad \text{(III.11)}$$

где $p(r, t)$ — давление в точке A с координатой r в законтурной области пласта (см. рис. 60).

Рассмотрим вначале несколько упрощенную задачу упругого режима, для которой начальное и граничное условия записываются следующим образом: $p = p\infty$ при $t = 0$, $R \leqslant r \leqslant \infty$:

$$q_{ж} = -2\pi \frac{kh}{\mu} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=R} = \text{const}. \qquad \text{(III.12)}$$

Решение этой задачи получают с использованием преобразования давления $p(r, t)$ по Лапласу

$$\bar{p}(r, s) = \int_0^\infty p(r, t)\, e^{-st}\, dt, \qquad \text{(III.13)}$$

где $\bar{p}(r, s)$ — преобразованное давление; s — параметр преобразования.

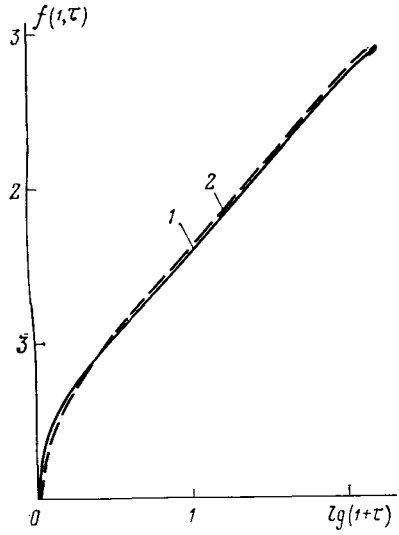
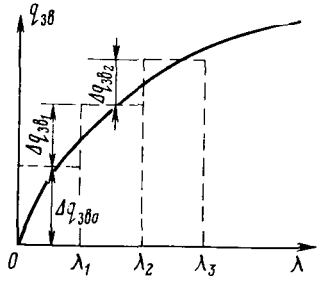


Рис. 61. Зависимость $f(1, \tau)$ от $\lg(1+\tau)$:
1 — точное значение функции $f(1, \tau)$ по Ван Эвердингену и Херсту; *2* — аппроксимация функции формулой (III.15)

Рис. 62. Зависимость $q_{зв}(\lambda)$ от λ



В общем виде это решение по Ван Эвердингену и Херсту имеет следующий вид:

$$p_\infty - p(\rho, \tau) = \frac{q_{зв}\mu}{2\pi kh} f(\rho, \tau); \qquad \text{(III.14)}$$

$$f(\rho, \tau) = \frac{2}{\pi} \int_0^\infty \frac{(1 - e^{-u^2\tau})\,[J_1(u)\,Y_0(u\rho) - Y_1(u)\,J_0(u\rho)]\,du}{u^2\,[J_1^2(u) + Y_1^2(u)]};$$

$$\rho = r/R, \qquad \tau = \varkappa t/R^2.$$

Здесь $J_0(u\rho)$, $J_1(u)$, $Y_0(u\rho)$, $Y_1(u)$ — функции Бесселя.

Функция $f(\rho,\tau)$ была рассчитана Ван Эвердингеном и Херстом.

Для расчета изменения во времени давления $p_{кон}(t)$ необходимо использовать значения этой функции при $\rho = r/R = 1$ (рис. 61).

Оказалось, что зависимость $f(1,\tau)$ от $\lg(1+\tau)$ можно с необходимой точностью аппроксимировать следующей достаточно простой формулой:

$$f(1, \tau) = 0{,}5\,[1 - e^{-8{,}77 \lg(1+\tau)}] + 1{,}12 \lg(1+\tau)$$

или

$$f(1, \tau) = 0{,}5\,[1 - (1+\tau)^{-3{,}81}] + 0{,}487 \ln(1+\tau). \qquad \text{(III.15)}$$

Таким образом, для $q_ж = \text{const}$ давление $p_{кон}(t)$ можно рассчитать по формуле, вытекающей из выражений (III.14) и (III.15):

$$p_{кон}(t) = p_\infty - \frac{q_{зв}\mu}{2\pi kh} f(1, \tau). \qquad \text{(III.16)}$$

Однако добыча жидкости в процессе разработки месторождения, естественно, не остается неизменной во времени.

Рассчитать изменение $p_{\text{кон}}(t)$ при переменном во времени $q_{\text{зв}}=q_{\text{зв}}(t)$ можно с помощью интеграла Дюамеля.

Для получения этого интеграла будем рассматривать $q_{\text{зв}}=q_{\text{зв}}(\tau)$ и считать, что $q_{\text{зв}}$ изменяется со временем не непрерывно, а ступенчато, причем каждая ступенька $\Delta q_{\text{зв}i}$ начинается в момент времени λ_i. Используем два времени: τ, исчисляемое с начала разработки месторождения, и λ с отдельными моментами времени λ_i, соответствующими ступеньками $\Delta q_{\text{зв}i}=\text{const}$.

Таким образом, дебит жидкости $q_{\text{зв}}$ будет зависеть теперь уже не от τ, а от λ_i или просто от λ (рис. 62).

В соответствии с формулой (III.16), изложенными соображениями и рис. 62 можно написать следующее выражение:

$$p_{\text{кон}}(\tau)=p_\infty-\frac{\mu}{2\pi kh}\sum_0^{q_{\text{зв}}}[\Delta q_{\text{зв}0}f(1,\tau)+$$

$$+\Delta q_{\text{зв}1}f(1,\tau-\lambda_1)+\Delta q_{\text{зв}2}f(1,\tau-\lambda_2)+\cdots]=$$

$$=p_\infty-\frac{\mu}{2\pi kh}\sum_0^{q_{\text{зв}}}\Delta q_{\text{зв}i}f(1,\tau-\lambda_i). \qquad \text{(III.17)}$$

Разделим и умножим выражение, стоящее в правой части (III.17) под знаком суммы, на $\Delta\lambda$. В результате получим

$$p_{\text{кон}}(\tau)=p_\infty-\frac{\mu}{2\pi kh}\sum_0^{\tau}\frac{\Delta q_{\text{зв}i}}{\Delta\lambda}f(1,\tau-\lambda_i)\Delta\lambda. \qquad \text{(III.18)}$$

Перейдем в (III.18) к пределу, полагая $\Delta\lambda\longrightarrow 0$. Тогда для любого λ (индекс i можно опустить) имеем

$$p_{\text{кон}}(\tau)=p_\infty-\frac{\mu}{2\pi kh}\sum_0^{\tau}\frac{\Delta q_{\text{зв}}}{\Delta\lambda}f(1,\tau-\lambda)\Delta\lambda=$$
$$\Delta\lambda\longrightarrow 0$$

$$=p_\infty-\frac{\mu}{2\pi kh}\int_0^{\tau}\frac{\partial q_{\text{зв}}}{\partial\lambda}f(1,\tau-\lambda)\,d\lambda. \qquad \text{(III.19)}$$

Интеграл (III.19) и есть интеграл Дюамеля.

При разработке нефтяных месторождений отбор жидкости из пласта изменяется во времени обычно таким образом, что вначале он нарастает в связи с разбуриванием месторождения и увеличением числа эксплуатируемых добывающих скважин, а затем стабилизируется на значительное время и лишь в конце срока разработки снижается.

Однако если учитывать, что приток воды происходит из законтурной области пласта, то снижение поступающего ее

объема может начаться раньше, чем произойдет общее уменьшение отбора жидкости из месторождения в конце разработки. Это происходит в связи с переходом на законтурное заводнение пласта, когда часть отбираемой жидкости будет компенсирована закачиваемой в пласт водой.

Учитывая сказанное, схематизируем изменение текущего отбора воды из законтурной области пласта во времени в общем случае следующим образом:

$$
\begin{aligned}
&1)\ q_{зв} = \alpha\lambda \text{ при } 0 \leqslant \lambda \leqslant \lambda_1 = \tau_1;\\
&2)\ q_{зв} = q_{зв1} = \text{const} \text{ при } \lambda_1 \leqslant \lambda \leqslant \lambda_* = \tau^*;\\
&3)\ q_{зв} = q_{зв1} - \alpha_1\lambda \text{ при } \lambda_* \leqslant \lambda \leqslant \lambda_{**} = \tau_{**};\\
&4)\ q_{зв} = q_{зв2} = \text{const} \text{ при } \lambda \geqslant \lambda_{**}.
\end{aligned}
\qquad \text{(III.20)}
$$

При этом время $\lambda_* = \tau_*$ соответствует началу закачки в законтурную область воды. В момент времени $\lambda_1 = \tau_1$ месторождение оказывается полностью разбуренным и отбор воды из законтурной области стабилизируется. В момент $\tau = \tau_*$ начинают вводить в эксплуатацию нагнетательные скважины в законтурной области и приток из нее воды, затрачиваемой на компенсацию отбираемой жидкости из нефтеносной части месторождения, уменьшается. При этом текущий отбор жидкости, остающийся неизменным, частично компенсируется закачкой воды в пласт и ее притоком из законтурной области. Текущая закачка воды в законтурную область пласта может быть такова, что она не только компенсирует добычу жидкости из нефтяного месторождения, но и приведет в конце концов к росту давления на контуре нефтяного месторождения по сравнению с первоначальным. В момент времени $\tau = \tau_{**}$ вытеснение нефти осуществляется полностью закачиваемой за контур водой, причем часть ее уходит в законтурную область.

Рассмотрим вначале изменения контурного давления $p_{кон} = p_{кон}(R, \tau)$ в первом из указанных случаев, т. е. при $0 \leqslant \lambda \leqslant \lambda_1$. Из (III.20) имеем

$$\frac{\partial q_{зв}}{\partial \lambda} = \alpha = \text{const}.$$

Тогда

$$p_{кон}(\tau) = p_\infty - \frac{\alpha\mu}{2\pi kh} \int_0^\tau f(1, \tau - \lambda)\, d\lambda =$$

$$= q_\infty - \frac{\alpha\mu}{2\pi kh} \int_0^\tau \left\{ 0{,}5 \left[1 - \frac{1}{[1 + (\tau - \lambda)]^{3{,}81}} \right] + \right.$$

$$\left. + 0{,}487 \ln [1 + (\tau - \lambda)] \right\} d\lambda =$$

$$= p_\infty - \frac{\alpha\mu}{2\pi kh}\left\{0{,}5\tau - 0{,}5\int_0^\tau \frac{d\lambda}{[1+(\tau-\lambda)]^{3{,}81}} + \right.$$

$$\left. + 0{,}487\int_0^\tau \ln[1+(\tau-\lambda)]\,d\lambda\right\} = p_\infty - \frac{\alpha\mu}{2\pi kh} J(\tau);$$

$$J(\tau) = 0{,}5\tau - 0{,}178\left[1 - \frac{1}{(1+\tau)^{2{,}81}}\right] +$$

$$+ 0{,}487[(1+\tau)\ln(1+\tau) - \tau]. \qquad \text{(III.21)}$$

Чтобы получить изменение $p_{\text{кон}} = p_{\text{кон}}(\tau)$ при $\lambda \geqslant \lambda_1$, необходимо из формулы (III.21) вычесть $p_{\text{кон}} = p_{\text{кон}}(\tau)$ при $\tau > \tau_1$, соответствующее $q_{\text{зв}} = \alpha\lambda$. В результате получим при $\tau > \tau_1$

$$p_{\text{кон}}(\tau) = p_\infty - \left[\frac{\alpha\mu}{2\pi kh} J(\tau) - \frac{\alpha\mu}{2\pi kh} J(\tau - \tau_1)\right] =$$

$$= p_\infty - \frac{\alpha\mu}{2\pi kh}[J(\tau) - J(\tau - \tau_1)]. \qquad \text{(III.22)}$$

В третьем случае, т. е. при $\tau > \tau_*$, из выражения для $p_{\text{кон}} = p_{\text{кон}}(\tau)$ по формуле (III.22) необходимо вычесть решение, соответствующее изменению $q_{\text{зв}}$ в третьем случае (III.20). Имеем

$$p_{\text{кон}}(\tau) = p_\infty - \frac{\alpha\mu}{2\pi kh}[J(\tau) - J(\tau - \tau_1)] - \frac{\alpha_1\mu}{2\pi kh} J(\tau - \tau_*). \qquad \text{(III.23)}$$

В четвертом случае при $\lambda > \tau_{**}$ получим

$$p_{\text{кон}}(\tau) = p_\infty - \frac{\alpha\mu}{2\pi kh}[J(\tau) - J(\tau - \tau_1)] -$$

$$- \frac{\alpha_1\mu}{2\pi kh}[J(\tau - \tau_*) - J(\tau - \tau_{**})]. \qquad \text{(III.24)}$$

Рассматриваемая задача может ставиться и иным образом. Задают давление $p_{\text{кон}}(\lambda)$ и определяют $q_{\text{зв}} = q_{\text{зв}}(\tau)$.

Применение современных математических методов и вычислительных средств позволяет учесть изменение параметров в законтурной области, ее ограниченность и другие осложняющие факторы.

Вместе с тем не всегда можно использовать сложные математические методы и вычислительную технику. В ситуациях, требующих получения быстрого ответа, применяют простые, но несколько менее точные расчетные схемы. Так, для приближенного прогнозирования изменения давления $p_{\text{кон}} = p_{\text{кон}}(t)$ можно считать, что месторождение вводится в разработку в момент времени $t = 0$ с некоторым постоянным дебитом $q_{\text{ж}}$. Пусть вязкость нефти близка к вязкости воды, проницаемость и толщина пласта в его нефтенасыщенной части и за пределом условного, среднего контура нефтеносности (рис. 63) одинако-

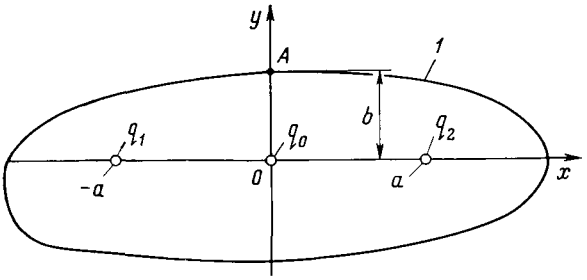


Рис. 63. Схема нефтяного месторождения с тремя точечными стоками:
1 — условный контур нефтеносности

вы. За контурное давление $p_{кон}(t)$ будем условно принимать давление в точке A, расположенной на расстоянии B от оси x. Для приближенного расчета изменения во времени давления $p_{кон}(t)$ применим следующий прием: будем считать, что отбор жидкости из всех скважин нефтяного месторождения $q_ж$ заменяется отбором из трех, пяти или другого числа n точечных стоков с дебитом q_i, так что

$$q_ж = \sum_1^n q_i. \tag{III.25}$$

Пусть, например, согласно рис. 63

$$q_ж = q_0 + q_1 + q_2. \tag{III.26}$$

Точечный сток q_0 расположен в начале координат, а стоки q_1 и q_2 — слева и справа от него на расстояниях соответственно — a и a. Тогда, используя соответствующую формулу гл. II, получаем выражение для приближенного определения изменения давления во времени в любой точке пласта на расстоянии $r=\sqrt{x^2+y^2}$ от начала координат:

$$\Delta p\,(t) = p_\infty - p\,(t) = -\frac{q_0\mu}{4\pi kh}\,\mathrm{Ei}\left(-\frac{r^2}{4\varkappa t}\right) -$$

$$-\frac{q_1\mu}{4\pi kh}\,\mathrm{Ei}\left[-\frac{(x-a)^2+y^2}{4\varkappa t}\right] - \frac{q_2\mu}{4\pi kh}\,\mathrm{Ei}\left[-\frac{(x+a)^2+y^2}{4\varkappa t}\right]. \tag{III.27}$$

Из (III.27) имеем формулу для определения изменения давления в точке A (см. рис. 63).

$$\Delta p_{кон}(t) = p_\infty - p_{кон}(t) = -\frac{q_0\mu}{4\pi kh}\,\mathrm{Ei}\left(-\frac{b^2}{4\varkappa t}\right) -$$

$$-\frac{(q_1+q_2)\,\mu}{4\pi kh}\,\mathrm{Ei}\left(-\frac{a^2+b^2}{4\varkappa t}\right). \tag{III.28}$$

Рассмотрим примеры расчета контурного давления.

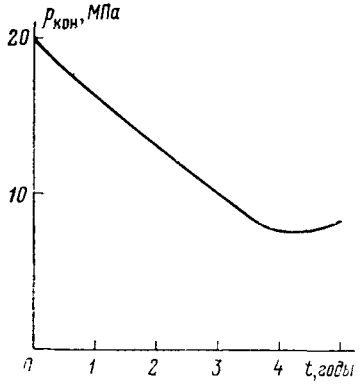


Рис. 64. Зависимость давления на контуре месторождения $p_{кон}$ от времени t

Пример III.2. Глубокозалегающее небольшое по размерам нефтяное месторождение, контур нефтеносности которого имеет форму, близкую к форме круга (см. рис. 60), окружено обширной водоносной областью, которую можно считать простирающейся до бесконечности. Начальное пластовое давление в нефтяной залежи, как и на его контуре, при $r=R=3\cdot10^3$ м составляло $p_\infty=20$ МПа. Проницаемость пласта в законтурной водоносной области $k=0{,}1$ мкм^2, вязкость воды $\mu=10^{-3}$ Па·с, упругоемкость пласта $\beta=10^{-9}$ 1/Па, толщина водоносного пласта $h=10$ м.

Количество воды, поступающей из законтурной части месторождения в его нефтенасыщенную часть, определим по формуле (III.20). При этом $\tau_1=2$ года, $\tau_*=4$ года, $\alpha_1=\alpha=0{,}1368$ м^3/сут.

Найдем изменение контурного давления в течение первых пяти лет разработки месторождения.

Определим прежде всего пьезопроводность $\varkappa$ водоносного пласта. Имеем

$$\varkappa=\frac{k}{\mu\beta}=\frac{10^{-13}}{10^{-3}\cdot10^{-9}}=10^{-1}\ \text{м}^2/\text{с}.$$

По формуле (III.14)

$$\tau=\frac{\varkappa t}{R^2}=\frac{10^{-1}t}{9\cdot10^6}=0{,}1111\cdot10^{-7}t=0{,}96\cdot10^{-3}\overline{t},$$

где $\overline{t}$ — в сут.

Вычислим не $p_{кон}$, а $\Delta p_{кон}(\tau)=p_\infty-p_{кон}(\tau)$. При $t=2$ года$=730$ сут имеем $\tau=0{,}96\cdot10^{-3}\cdot730=0{,}708$.

По формуле (III.21)

$$\Delta p_{кон}(\tau)=\frac{\alpha\mu}{2\pi kh}J(\tau);\qquad \frac{\alpha\mu}{2\pi kh}=2{,}182\cdot10^7;$$

$$J(\tau)=0{,}5\cdot0{,}7008-0{,}178\left[1-\frac{1}{(1+0{,}7008)^{2{,}81}}\right]+$$

$$+0{,}487\left[(1+0{,}7008)\ln1{,}7008-0{,}7008\right]=0{,}311;$$

$$\Delta p_{кон}=2{,}182\cdot10^7\cdot0{,}311=6{,}78\ \text{МПа}.$$

При $t=3$ года $\Delta p_{кон}(\tau)$ следует вычислять по формуле (III.22). Имеем

$$\tau=0{,}96\cdot10^{-3}\cdot1095=1{,}051;\qquad \tau_1=0{,}7008;$$

$$\Delta p_{кон}(\tau)=\frac{\alpha\mu}{2\pi kh}\left[J(\tau)-J(\tau-\tau_1)\right];$$

$$J(\tau)=0{,}5\cdot1{,}051-0{,}178\left(1-\frac{1}{2{,}051^{2{,}81}}\right)+$$

$$+0{,}487\,(2{,}051\ln2{,}051-1{,}051)=0{,}5768;$$

$$J(1{,}051-0{,}7008)=0{,}5\cdot0{,}3502-0{,}178\left(1-\frac{1}{1{,}3502^{2{,}81}}\right)+$$

$$+0{,}487\,(1{,}3502\ln1{,}3502-0{,}3502)=0{,}1006.$$

Тогда

$$\Delta p_{\text{кон}}(\tau) = 2{,}182 \cdot 10^7 (0{,}5768 - 0{,}1006) = 10{,}4 \text{ МПа}.$$

Через 4 года = 1460 сут имеем

$$\tau = 0{,}96 \cdot 10^{-3} \cdot 1460 = 1{,}402; \qquad \tau_1 = 0{,}7008;$$

$$\tau - \tau_1 = 0{,}7012;$$

$$J(1{,}402) = 0{,}8805; \qquad J(0{,}7012) = 0{,}3113;$$

$$\Delta p_{\text{кон}}(\tau) = 2{,}182 \cdot 10^7 (0{,}8805 - 0{,}3113) = 12{,}4 \text{ МПа}.$$

И наконец, через 5 лет = 1825 сут вычисляем $\Delta p_{\text{кон}}(\tau)$ по формуле (III.23). Имеем

$$\tau = 0{,}96 \cdot 10^{-3} \cdot 1825 = 1{,}752; \qquad \tau_* = 1{,}402;$$

$$\tau - \tau_1 = 1{,}0512; \qquad \tau - \tau_* = 0{,}35;$$

$$J(1{,}752) = 1{,}212; \qquad J(1{,}0512) = 0{,}577;$$

$$J(0{,}35) = 0{,}1005;$$

$$\Delta p_{\text{кон}}(\tau) = 2{,}182 \cdot 10^7 (1{,}212 - 0{,}577 - 0{,}1005) = 11{,}7 \text{ МПа}.$$

Таким образом, после стремительного роста темпа отбора $\Delta p_{\text{кон}}(\tau)$ начало увеличиваться. На рис. 64 показана зависимость $\Delta p_{\text{кон}}$ от времени t.

Пример III.3. Рассмотрим изменение пластового давления в наблюдательной скважине B (см. рис. 54) спустя 1 год после пуска нефтяной скважины A с дебитом q_A в момент времени $t=0$. Дебит скважины $q_A = 100$ м^3/сут $= 1{,}16 \cdot 10^{-3}$ м^3/с. Проницаемость пласта $k = 0{,}1$ мкм^2; вязкость нефти $\mu = 10^{-3}$ Па·с, толщина пласта $h = 10$ м; упругоемкость $\beta = 10^{-10}$ 1/Па. Пласт считаем неограниченным. Скв. A находится на расстоянии $R = 10^3$ м от скв. B.

Изменение давления в скв. B в данном случае можно определять по формуле (II.132), считая скв. A точечным стоком. Определим вначале величину

$$z = \frac{R^2}{4\varkappa t}.$$

Имеем

$$\varkappa = \frac{k}{\mu\beta} = \frac{10^{-13}}{10^{-3} \cdot 10^{-10}} = 1 \text{ м}^2/\text{с}.$$

При $t = 1$ год $= 0{,}315 \cdot 10^8$ с

$$z = \frac{10^6}{4 \cdot 1 \cdot 0{,}315 \cdot 10^8} \approx 0{,}8 \cdot 10^{-2}.$$

При $z \ll 1$ из формулы (II.132) имеем

$$-\text{Ei}(-z) \approx -0{,}5772 - \ln z.$$

Тогда из (II.132) получаем

$$\Delta p_B = p_\infty - p_B = -\frac{q_A \mu}{4\pi k h} \text{Ei}(-z) =$$

$$= \frac{q_A \mu}{4\pi k h}(-0{,}5772 - \ln z) = \frac{q_A \mu}{4\pi k h} \ln \frac{4\varkappa t}{1{,}781 R^2} = \frac{q_A \mu}{4\pi k h} \ln \frac{2{,}25 \varkappa t}{R^2}.$$

Подставляя в приведенную формулу числовые значения входящих в нее величин, получаем

$$\Delta p_B = \frac{1{,}16 \cdot 10^{-3} \cdot 10^{-3}}{4 \cdot 3{,}14 \cdot 10^{-13} \cdot 10} \ln \frac{2{,}25 \cdot 1 \cdot 0{,}315 \cdot 10^8}{10^6} = 0{,}394 \text{ МПа}.$$

Рассмотренный в примере III.3 способ вычисления изменения пластового давления в наблюдательной скважине в результате пуска нефтяной используют для нахождения давления при гидропрослушивании пласта, а также для приближенной оценки изменения контурного давления, если все добывающие скважины залежи заменить одной центральной добывающей скважиной.

§ 3. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ РЕЖИМАХ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА И ГАЗОНАПОРНОМ

При уменьшении давления ниже давления насыщения в разрабатываемом пласте развивается режим растворенного газа. Когда насыщенность порового пространства свободным газом, выделившимся из нефти, еще мала, газ остается в нефти в виде пузырьков. С увеличением же газонасыщенности в связи с прогрессирующим снижением пластового давления пузырьки газа всплывают под действием сил гравитации, образуя в повышенной части пласта газовое скопление — газовую шапку, если ее образованию не мешает слоистая или иная неоднородность.

В отличие от первичных газовых шапок нефтегазовых месторождений, существовавших в них до начала разработки, газовая шапка, образовавшаяся в процессе разработки, называется вторичной.

Выделяющийся из нефти газ, расширяясь со снижением давления, способствует вытеснению нефти из пласта. Режим пласта, при котором происходит такое вытеснение нефти, называют режимом растворенного газа. Если произошло отделение газа от нефти в пласте в целом и образовалась газовая шапка, режим растворенного газа сменяется газонапорным.

Опыт разработки нефтяных месторождений и теория фильтрации газонефтяной смеси с учетом сил гравитации показывают, что почти всегда режим растворенного газа довольно быстро переходит в газонапорный. Часто режим растворенного газа может существовать в нефтяном пласте в сочетании с упругим режимом в его законтурной области или даже в сочетании с водонапорным, если пластовое давление близко к давлению насыщения. Тогда вблизи добывающих скважин возникает режим растворенного газа, а вблизи нагнетательных — водонапорный. Такие режимы пластов называют смешанными.

Рассмотрим разработку пласта при смешанном режиме — упругом в его законтурной области и растворенного газа — в нефтенасыщенной части пласта. Пусть разрабатываемый пласт имеет форму, близкую к кругу (рис. 65). Его законтурная водоносная область достаточно хорошо проницаемая и простирается очень далеко («до бесконечности»). Она разрабаты-

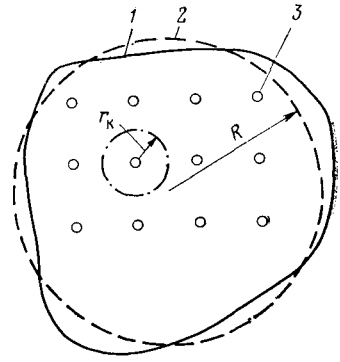


Рис. 65. Схема нефтяного месторождения круговой формы в плане, разрабатываемого при смешанном режиме:

1 — условный контур нефтеносности; *2* — аппроксимация условного контура нефтеносности окружностью радиусом R; *3* — добывающие скважины

вается при упругом режиме. Давление на контуре нефтенасыщенной части пласта можно определить по методике, изложенной в предыдущем параграфе.

Пусть нефтяной пласт разрабатывается с использованием равномерной сетки добывающих скважин. Радиус контура питания каждой добывающей скважины $r_к$ можно считать равным половине расстояния между скважинами. Если $r=r_к$, пластовое давление $p=p_к<p_{нас}$ ($p_{нас}$ — давление насыщения). При приближенном расчете дебитов добывающих скважин можно принять $p_к=a\,p_{кон}(\tau)$, где a — некоторый постоянный коэффициент.

Итак, при смешанном режиме давление на контурах добывающих скважин определяют с учетом контурного в нефтяной залежи, которое, в свою очередь, вычисляют на основе теории упругого режима, если задано изменение во времени текущего поступления воды из законтурной области в нефтенасыщенную часть пласта $q_{зв}=q_{зв}(t)$.

Если $p_к$ близко к давлению насыщения, но ниже его и, следовательно, насыщенность пласта свободным газом незначительна, то можно приближенно считать текущий объем поступающей воды в нефтенасыщенную часть пласта из законтурной области равным текущей добыче пластовой нефти, т. е. $q_{зв}=q_н$.

Если известна текущая добыча пластовой нефти из нефтяной залежи в целом, то необходимо лишь вычислить дебиты скважин с тем, чтобы определить, сколько скважин необходимо пробурить на залежи для обеспечения указанной текущей добычи нефти.

Определим дебиты скважин при режиме растворенного газа. Перераспределение давления вблизи скважин происходит значительно быстрее, чем изменение контурного в нефтяной залежи $p_{кон}(\tau)$ и соответственно давления на контуре питания скважин $p_к=p_к(t)$. Поэтому распределение давления при $r_с\leqslant r\leqslant r_к$ можно считать установившимся в каждый момент времени, т. е. квазистационарным.

На характер течения газированной нефти в пористой среде влияет растворимость в ней газа. Для количественного определения растворимости газа в нефти в теории разработки нефтяных месторождений обычно используют закон Генри. Однако, по-видимому, в зависимости от свойств конкретных нефтей и газов представляют этот закон различным образом. Для расчетов разработки пластов при режиме растворенного газа используют формулу закона Генри обычно в следующем виде:

$$V_{гр} = \alpha_0 V_н p, \tag{III.29}$$

где $V_{гр}$ — объем газа, приведенный к стандартным (атмосферным) условиям, растворенный в нефти; α_0 — коэффициент растворимости; $V_н$ — объем нефти в пластовых условиях вместе с растворенным в ней газом; p — абсолютное давление.

Для реального газа необходимо учитывать коэффициент его сверхсжимаемости $z = z(p, T)$. При изотермическом процессе уравнение состояния реального газа можно представить в виде

$$\frac{p}{\rho_г z} = \frac{p_{ат}}{\rho_{гат} z_{ат}}, \tag{III.30}$$

где $\rho_г$, z, $\rho_{гат}$, $z_{ат}$ — соответственно плотность и коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовом p и атмосферном $p_{ат}$ давлениях.

Для массовой скорости фильтрации газа $v_г$ на основании обобщенного закона Дарси имеем выражение

$$v_г = -\frac{k k_г(s)\, p \rho_{гат}}{\mu_г p_{ат}} \frac{\partial p}{\partial r}; \qquad \varphi = \frac{z}{z_{ат}}. \tag{III.31}$$

Для массовой скорости фильтрации растворенного в нефти газа имеем

$$v_{гр} = -\frac{k k_н(s_ж)\, \alpha_0 p \rho_{гат}}{\mu_н} \frac{\partial p}{\partial r}. \tag{III.32}$$

И наконец, скорость фильтрации $v_н$ выражается следующим образом:

$$v_н = -\frac{k k_н(s_ж)}{\mu_н} \frac{\partial p}{\partial r}. \tag{III.33}$$

Найдем отношение суммарного расхода фильтрующегося в пласте газа (свободного и растворенного в нефти), приведенного к атмосферным условиям, к объемной скорости фильтрации нефти, называемое пластовым газовым фактором Γ. При установившейся фильтрации значение Γ остается постоянным в любом цилиндрическом сечении пласта при $r_с \leqslant r \leqslant r_к$ ($r_с$ — радиус скважины).

Из (III.31), (III.32) и (III.33) имеем

$$\Gamma = \frac{p}{p_{ат}} \left[\alpha_0 p_{ат} + \frac{k_г(s_ж)\, \mu_н}{k_н(s_ж)\, \mu_г \varphi} \right] = \text{const}. \tag{III.34}$$

Из (III.34) следует, что есть связь между давлением p и насыщенностью пласта нефтью (жидкой углеводородной фазой) $s_{ж}$. Таким образом, при установившемся движении газированной жидкости

$$p = p(s_{ж}). \tag{III.35}$$

В то же время, согласно обобщенному закону Дарси, относительная проницаемость для нефти

$$k_{н} = k_{н}(s_{ж}). \tag{III.36}$$

На основе (III.35) и (III.36) заключаем, что должна существовать зависимость относительной проницаемости для нефти от давления

$$k_{н} = k_{н}^{*}(p). \tag{III.37}$$

Теперь можно получить аналог формулы Дюпюи для притока газированной нефти к скважине с дебитом $q_{н}$. Имеем

$$q_{нс} = -\frac{2\pi k h k_{н}^{*}(p)\, r}{\mu_{н}} \frac{\partial p}{\partial r}. \tag{III.38}$$

Для интегрирования (III.38) необходимо ввести функцию Христиановича H, определяемую как

$$H = \int k_{н}^{*}(p)\, dp + C; \qquad dH = k_{н}^{*}(p)\, dp. \tag{III.39}$$

Интегрируя (III.38) с учетом (III.39), получаем формулу для определения дебита нефти

$$q_{н} = \frac{2\pi k h \Delta H}{\mu_{н} \ln \frac{r_{к}}{r_{с}}}; \qquad \Delta H = H_{к} - H_{с}, \tag{III.40}$$

где $H_{к}$, $H_{с}$ — значения функции Христиановича соответственно на контуре питания ($r = r_{к}$) и на скважине ($r = r_{с}$). Имея зависимости относительных проницаемостей для нефти и газа конкретного пласта, данные о вязкости нефти и растворимости газа в нефти, можно построить зависимость $H = H(p)$, а затем по формуле (III.40) определить дебит скважины, задаваясь значением забойного давления в скважине. Зная общую текущую добычу из нефтяной залежи на основе решения задачи упругого режима в законтурной области пласта и дебит одной скважины, определяем число скважин, которые необходимо пробурить для разработки пласта при смешанном режиме.

В приведенных расчетах предполагалось, что законтурная область пласта обладает достаточно высокими фильтрационными свойствами. Но даже в случае такого предположения давление на круговом контуре пласта падает весьма интенсивно. Если же проницаемость в законтурной области в несколько раз ниже, чем в самом пласте, или пласт выклинивается за контуром нефтеносности, что часто бывает, то приток воды в

нефтенасыщенную часть пласта становится незначительным и можно считать, что нефтяная залежь замкнутая, а законтурная вода неактивная.

Будем считать, что в рассматриваемом случае выделение пузырьков газа из нефти затруднено из-за слоистости пласта. В этом случае в пласте разовьется в чистом виде режим растворенного газа.

Для упрощения расчета разработки пласта при этом режиме можно считать, что течение газа к каждой скважине, ограниченной контуром радиуса $r_к$ (см. рис. 65), квазистационарное — установившееся в каждой линии тока, но изменяющееся во времени.

Рассматривая массовый приток нефти к каждой скважине, будем в кривых относительных проницаемостей учитывать насыщенность жидкой углеводородной фазой в каждой точке пласта $s_ж$, а при рассмотрении разработки элемента пласта в целом (при $r_с \leqslant r \leqslant r_к$) введем некоторую среднюю насыщенность пласта жидкой углеводородной фазой, равную $\bar{s}_ж$. Пусть эта насыщенность существует в некотором сечении пласта, близком к контуру при давлении в этом сечении, равном $\bar{p}$.

Тогда для массового дебита нефти $q_{нс}$, притекающей к скважине, имеем выражение

$$q_{нс} = \frac{2\pi r h \rho_н k_н(s_ж)}{\mu_н} \frac{\partial p}{\partial r}. \qquad \text{(III.41)}$$

Массовый дебит газа

$$q_{гс} = 2\pi h \left[\frac{k_г(s_ж)\rho_г}{\mu_г} + \frac{k_н(s_ж)\alpha_0 p \rho_н}{\mu_н} \right] r \frac{\partial p}{\partial r}. \qquad \text{(III.42)}$$

Для газового фактора в элементе пласта в целом получаем выражения

$$\Gamma = \frac{\bar{p}}{\rho_н} [\psi(\bar{s}_ж)\mu_0 + \alpha_0];$$

$$\psi(\bar{s}_ж) = \frac{k_г(\bar{s}_ж)}{k_н(\bar{s}_ж)}; \qquad \mu_0 = \frac{\mu_н}{\mu_г}. \qquad \text{(III.43)}$$

Имеем следующие выражения для масс нефти и газа в пласте радиусом $r_к$:

$$M_н = \rho_н V_н; \qquad M_г = \alpha_0 \bar{p} V_н \rho_н + \rho_г V_г;$$

$$V = V_н + V_г, \qquad \text{(III.44)}$$

где $V_н$ и $V_г$ — объемы соответственно нефти и газа.

Из (III.44) получаем

$$\Delta M_г = \alpha_0 \Delta\bar{p} V_н \rho_н + \alpha_0 \bar{p} \Delta V_н \rho_н + \Delta(\rho_г V_г); \qquad \Delta M_н = \rho_н \Delta V_н. \qquad \text{(III.45)}$$

На основе уравнения материального баланса получим следующее выражение для газового фактора:

$$\Gamma = \frac{\Delta M_г}{\Delta M_н} = \Delta\bar{p}\,\frac{V_н}{\Delta V_н} + \alpha_0 p + \frac{\Delta(\rho_г V_г)}{\rho_н \Delta V_н}. \qquad \text{(III.46)}$$

Учитывая, что

$$\bar{s}_ж = V_н/V, \qquad \Delta\bar{s}_ж = \Delta V_н/V, \qquad 1-\bar{s}_ж = V_г/V, \qquad \text{(III.47)}$$

имеем

$$\Gamma = \alpha_0 \bar{s}_ж \frac{\Delta\bar{p}}{\Delta\bar{s}_ж} + \alpha_0\bar{p} + \frac{\Delta(\rho_г V_г)}{\rho_н \Delta\bar{s}_ж V}. \qquad \text{(III.48)}$$

Процесс разработки пласта считается изотермическим. Так как не учитывается сверхсжимаемость газа, из (III.30)

$$\rho_г = c\bar{p}. \qquad \text{(III.49)}$$

Тогда из (III.48) и (III.49), устремляя $\Delta\bar{p}$ и $\Delta\bar{s}_ж$ к нулю, получим

$$\frac{d\bar{s}_ж}{d\bar{p}} = \frac{\alpha_0 \bar{s}_ж \rho_н + c(1-\bar{s}_ж)}{c\bar{p}\,[\psi(\bar{s}_ж)\,\mu_0 + 1]}. \qquad \text{(III.50)}$$

Дифференциальное уравнение (III.50) совпадает с известным уравнением К. А. Царевича, выражающим связь между насыщенностью жидкости и давлением на контуре скважины, эксплуатируемой в условиях режима растворенного газа.

Решая уравнение (III.50), получим зависимость средней насыщенности жидкостью $\bar{s}_ж$ от среднего давления $\bar{p}$ и затем — все остальные показатели разработки. При этом, поскольку в случае режима растворенного газа плотность нефти в пластовых условиях в процессе разработки значительно увеличивается вследствие выделения из нефти газа, во время подсчета нефтеотдачи следует учитывать изменение плотности нефти.

Пусть L_2 — масса дегазированной нефти, а L_1 — масса газа растворенного в нефти. Объем нефти в пластовых условиях равен $V_н$. Тогда

$$\frac{L_1}{\rho_{1к}} + \frac{L_2}{\rho_2} = V_н; \qquad \frac{L_1}{L_2} = \alpha\bar{p}, \qquad \text{(III.51)}$$

где $\rho_{1к}$ — кажущаяся плотность растворенного в нефти газа; ρ_2 — плотность дегазированной нефти.

Тогда плотность нефти в пластовых условиях

$$\rho_н = \frac{L_1 + L_2}{\frac{L_1}{\rho_{1к}} + \frac{L_2}{\rho_2}} = \frac{1 + \alpha\bar{p}}{\frac{1}{\rho_2} + \frac{\alpha\bar{p}}{\rho_{1к}}}. \qquad \text{(III.52)}$$

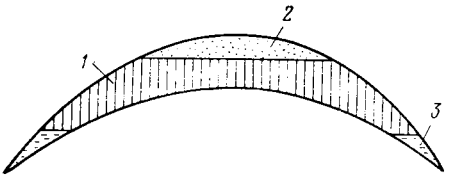


Рис. 66. Схема нефтяного месторождения с вторичной газовой шапкой:
1 — нефть; *2* — газовая шапка; *3* — законтурная вода

Начальные запасы нефти в области пласта, охваченной разработкой:

$$G_{но} = \rho_{но} m (1 - s_{св}) V_{пл}, \qquad (III.53)$$

где $\rho_{но}$ — плотность нефти при давлении насыщения; m — пористость; $s_{св}$ — насыщенность связанной водой; $V_{пл}$ — объем пласта. Остаточные запасы нефти в пласте, охваченном разработкой:

$$G_{ост} = \rho_{н} m (\bar{s}_{ж} - s_{св}) V_{пл}. \qquad (III.54)$$

Из (III.53) и (III.54) для текущего коэффициента вытеснения η_1 получим выражение

$$\eta_1 = \frac{G_{но} - G_{ост}}{G_{но}} = 1 - \frac{\rho_{н} (\bar{s}_{ж} - s_{св})}{\rho_{но} (1 - s_{св})}. \qquad (III.55)$$

Умножив η_1 на коэффициент охвата разработкой, получим текущую нефтеотдачу в зоне, приходящейся на одну скважину. Зная число скважин, можно определить текущую нефтеотдачу по месторождению в целом в каждый момент времени, а также среднее пластовое давление $\bar{p}$.

Рассмотрим характер разработки пласта при образовании газовой шапки.

В процессе разработки такого пласта газ, выделяясь из нефти, всплывает под действием сил гравитации в газовую шапку (рис. 66). Таким образом, нефтяной пласт разрабатывается при газонапорном режиме. Месторождение разбурено равномерной сеткой добывающих скважин. Вблизи каждой из них в процессе эксплуатации образуются воронки депрессии. Однако на условном контуре питания скважин при $r = r_к$ (см. рис. 66) давление равно $p_к$. Введем понятие среднего пластового давления $\bar{p}$, которое будем считать близким к давлению на контуре питания $p_к$, поскольку воронки депрессии занимают незначительную долю в распределении давления в пласте в целом. Объем пласта $V_{оп}$, охваченный процессом разработки:

$$V_{оп} = m (1 - s_{св}) \eta_2 V_{пл}, \qquad (III.56)$$

где $V_{пл}$ — общий объем пласта.

Будем считать, что разработка пласта началась с того момента времени, когда среднее пластовое давление $\bar{p}$ было равно давлению насыщения $p_{нас}$.

Приток нефти и газа к отдельным скважинам можно вычислять по формуле Дюпюи или по формуле безнапорной радиальной фильтрации. Изменение же среднего пластового давления $\bar{p}$ определим, используя соотношения, вытекающие из уравнения материального баланса веществ в пласте в целом.

Для этого введем следующие обозначения: N_1 — полная масса газа в пласте, включая свободный газ и газ, растворенный в нефти; N_2 — полная масса дегазированной нефти в пласте; L_1 — масса газа, растворенного в нефти; G_1 — полная масса свободного газа.

Имеем следующие соотношения материального баланса:

$$N_1 = G_1 + L_1; \qquad N_2 = L_2, \tag{III.57}$$

где L_2, так же как и N_2, — полная масса дегазированной нефти. Используем формулу закона Генри в том же виде, что и при рассмотрении фильтрации газированной нефти, а именно

$$L_1/L_2 = \alpha\bar{p}. \tag{III.58}$$

Для получения замкнутой системы соотношений материального баланса применим соотношение для суммы объемов компонентов в пласте в виде

$$\frac{G_1}{\rho_1} + \frac{L_2}{\rho_2} + \frac{L_1}{\rho_{1к}} = V_{оп}, \tag{III.59}$$

где ρ_1 и ρ_2 — плотность соответственно газа в пласте и дегазированной нефти; $\rho_{1к}$ — кажущаяся плотность растворенного в нефти газа. К соотношениям (III.57) — (III.58) необходимо добавить уравнение состояния реального газа (III.30), которое в рассматриваемом случае принимает вид

$$\frac{\bar{p}}{\rho_1} = \frac{p_{ат}\varphi}{\rho_{1ат}}. \tag{III.60}$$

В итоге имеем полную систему соотношений для определения $\bar{p}$. Будем считать процесс разработки пласта при газонапорном режиме изотермическим. Для некоторого упрощения задачи осредним также отношение коэффициентов сверхсжимаемости газа φ, положив $\varphi = \varphi_{ср}$.

Будем считать, что N_1 и N_2 известны в каждый момент времени t. Эти величины определяют следующим образом:

$$N_1 = N_{01} - \int_0^t \rho_{1ат} q_{1ат}\, dt;$$

$$N_2 = N_{02} - \int_0^t \rho_2 q_2\, dt,$$

где N_{01}, N_{02} — начальные массы соответственно газа и дегази-

рованной нефти в пласте; $q_{1ат}$ — текущая объемная добыча газа, замеренная при атмосферных условиях; q_2 — текущая добыча дегазированной нефти.

Подставляя (III.57), (III.58) и (III.60) в (III.59), получим для определения $\bar{p}$ следующее квадратное уравнение:

$$a\bar{p}-b\bar{p}+c=0; \qquad a=\frac{N_2\alpha}{\rho_{1к}};$$

$$b=V_{оп}+\frac{N_2\alpha p_{ат}\varphi}{\rho_{1ат}}-\frac{N_2}{\rho_2};$$

$$c=\frac{N_1 p_{ат}\varphi}{\rho_{1ат}}. \qquad \text{(III.61)}$$

Решение этого уравнения имеет два корня, а именно

$$\bar{p}_{1,2}=\frac{b\pm\sqrt{b^2-4ac}}{2a}. \qquad \text{(III.62)}$$

Для того чтобы узнать, какой из корней справедлив, проведем исследования квадратного уравнения (III.62). Обозначим

$$y=a\bar{p}^2-b\bar{p}+c. \qquad \text{(III.63)}$$

Поскольку a — величина всегда положительная, то ветви параболы (III.63) направлены в сторону возрастания y. Величины b и c также всегда положительные. Поэтому оба корня уравнения (III.61) положительные. В самом деле, подкоренное выражение (III.62) всегда меньше b и в любом из случаев положительное. Чтобы определить, какой же из корней (меньший или больший) справедлив, продифференцируем (III.63). Имеем

$$\frac{dy}{d\bar{p}}=2a\bar{p}-b. \qquad \text{(III.64)}$$

Если $2a\bar{p}-b<0$, то производная dy/dp — отрицательна и функция y убывает. В этом случае справедлив меньший корень $\bar{p}_1$. При $2a\bar{p}-b>0$ соответственно справедлив больший корень $\bar{p}_2$. Таким образом, вообще говоря, необходимо в каждом конкретном случае определять численное значение величины $2a\bar{p}-b$ с тем, чтобы найти справедливый корень уравнения (III.61).

Масса свободного газа в пласте

$$G_1=N_1-N_2\alpha\bar{p}. \qquad \text{(III.65)}$$

Объем газовой шапки в каждый момент времени разработки пласта

$$V_1=\frac{p_{ат}\varphi}{\rho_{1ат}}\left(\frac{N_1}{\bar{p}}-N_2\alpha\right). \qquad \text{(III.66)}$$

Пример III.4. Нефтяной пласт разрабатывается при режиме растворенного газа. Вязкость нефти $\mu_н = 5 \cdot 10^{-3}$ Па·с, вязкость газа $\mu_г = 0{,}02 \cdot 10^{-3}$ Па·с при пластовых условиях. Принимается, что вязкости нефти и газа незначительно изменяются с давлением, так что

$$\frac{\mu_н}{\mu_г} = \mu_0 = 250 = \text{const}.$$

Относительные проницаемости для нефти и газа линейно зависят от насыщенности пористой среды жидкостью $\bar{s}_ж$, так что функция

$$\psi(\bar{s}_ж) = \frac{\bar{s}_{**} - \bar{s}_ж}{\bar{s}_ж - \bar{s}_*}.$$

При этом $\bar{s}_{**} = 0{,}9$; $\bar{s}_* = 0{,}1$; $s_{св} = 0{,}05$.

Начальное пластовое давление равно давлению насыщения ($p_{нас} = 10$ МПа). Плотность дегазированной нефти $\rho_2 = 0{,}9 \cdot 10$ кг/м^3, кажущаяся плотность газа $\rho_{1к} = 0{,}3 \cdot 10^3$ кг/м^3.

Для нефти месторождения характерно то, что $\alpha/\rho_н = c = 10^{-2}$ т/(м^3·МПа). Требуется определить коэффициент вытеснения η_1 в момент времени, когда среднее пластовое давление снизится до 1 МПа.

Поскольку $\alpha/\rho_н = c$, дифференциальное уравнение (III.65) существенно упрощается, принимая вид

$$\frac{d\bar{s}_ж}{d\bar{p}} = \frac{1}{\bar{p}\,[\psi(\bar{s}_ж)\,\mu_0 + 1]}.$$

Подставляя в приведенное выражение функцию $\psi(s_ж)$ и интегрируя, получим окончательно следующее соотношение для определения $\bar{s}_ж$ в зависимости от $\bar{p}$.

$$\mu_0(\bar{s}_{**} - \bar{s}_*)\ln\frac{1 - \bar{s}_ж}{\bar{s}_ж - \bar{s}_*} - (\mu_0 - 1)(1 - \bar{s}_ж) = \ln\frac{\bar{p}_{нас}}{\bar{p}}.$$

Для условий примера получим, что при $p_{нас}/\bar{p} = 10$ $\bar{s}_ж = 0{,}76$. Коэффициент вытеснения η_1 определяем по формуле (III.55) с учетом (III.52).

При $\bar{p} = p_{нас} = 10$ МПа

$$\rho_{но} = \frac{1 + 10^{-2} \cdot 10}{\frac{1}{0{,}9} + \frac{0{,}1}{0{,}3}} = 0{,}76 \ \frac{т}{м^3};$$

$$\rho_н = \frac{1 + 10^{-2} \cdot 1}{\frac{1}{0{,}9} + \frac{0{,}01}{0{,}3}} = 0{,}883 \ \frac{т}{м^3};$$

$$\eta_1 = 1 - \frac{0{,}883}{0{,}76}\,\frac{0{,}76 - 0{,}05}{1 - 0{,}05} = 0{,}13.$$

Пример III.5. Нефтяное месторождение, приуроченное к антиклинальной складке, имеет форму в плане, близкую к круговой с радиусом контура нефтеносности $R = 3 \cdot 10^3$ м. Продуктивный пласт выклинивается непосредственно за этим контуром, так что из законтурной области в нефтенасыщенную часть пласта вода практически не поступает.

Месторождение начали разрабатывать, когда среднее пластовое давление $\bar{p}$ было несколько выше давления насыщения $p_{нас} = 8 \cdot 10^6$ Па. Однако за счет упругого режима из пласта добыли незначительное количество нефти по сравнению с ее первоначальным содержанием. Поэтому условно можно считать, что разработка месторождения была начата при $\bar{p} = p_{нас}$. Пористость пород пласта $m = 0{,}25$, толщина $h = 25$ м, насыщенность связанной водой $s_{св} = 0{,}05$. Коэффициент охвата разработкой $\eta_2 = 0{,}8$. Плотность нефти

$\rho_2=0{,}85$ т/м^3, плотность газа в атмосферных условиях $\rho_{1ат}=0{,}85\cdot10^{-3}$ т/м^3, кажущаяся плотность газа $\rho_{1к}=0{,}3$ т/м^3, $\alpha=8{,}5\cdot10^{-9}$ т/(т·Па), $\varphi=\varphi_{ср}=0{,}9$.

В течение 10 лет текущий отбор нефти из месторождения будет составлять $q_н=1{,}5\cdot10^6$ т/год. Отбор газа изменяется в течение 10 лет следующим образом:

$$q_г=\begin{cases}120\cdot10^6 \text{ м}^3\text{/год при } 0\leqslant t\leqslant 2 \text{ года}\\ [120+42{,}43\,(t-2)^{1/2}]\cdot10^6 \text{ м}^3\text{/год при } 2\leqslant t\leqslant 10 \text{ лет.}\end{cases}$$

Таким образом, отбор газа из месторождения через 2 года после начала разработки начнет возрастать и через 10 лет после начала разработки удвоится.

Рассчитаем изменение во времени пластового давления и определим объем газовой шапки в долях от объема пласта, охваченного разработкой. Вначале определим объем пласта, охваченного разработкой. По формуле (III.56) имеем

$$V_{оп}=m\,(1-s_{св})\,\eta_2\pi R^2h=0{,}25\,(1-0{,}05)\,0{,}8\cdot3{,}14\cdot9\cdot10^6\cdot25=134{,}24\cdot10^6 \text{ м}^3.$$

В начальном состоянии в пласте, кроме связанной воды, содержались только нефть и растворенный в ней газ. Поэтому вместо (III.59) можно написать

$$\frac{N_{02}}{\rho_2}+\frac{N_{01}}{\rho_{1к}}=V_{оп};\qquad N_{01}=\alpha N_{02}p_{нас},$$

где N_{01}, N_{02} — начальные массы газа и нефти в пласте.

Из приведенных соотношений получим

$$N_{02}=\frac{V_{оп}}{\frac{1}{\rho_2}+\frac{\alpha p_{нас}}{\rho_{1к}}}=\frac{134{,}24\cdot10^6}{\frac{1}{0{,}85}+\frac{8{,}5\cdot10^{-9}\cdot8\cdot10^6}{0{,}3}}=95{,}7\cdot10^6 \text{ т};$$

$$N_{01}=8{,}5\cdot10^{-9}\cdot95{,}7\cdot10^6\cdot8\cdot10^6=6{,}508\cdot10^6 \text{ т}.$$

Вычислим $2a\bar{p}-b$ при $\bar{p}=p_{нас}$. Имеем

$$2a\bar{p}-b=\frac{2N_{02}\alpha}{\rho_{1к}}p_{нас}-V_{оп}-\frac{N_2\alpha p_{ат}\varphi_{ср}}{\rho_{1ат}}+\frac{N_2}{\rho_2}=$$

$$=\frac{2\cdot95{,}7\cdot10^6\cdot8{,}5\cdot10^{-9}\cdot8\cdot10^6}{0{,}3}-134{,}24\cdot10^6-$$

$$-\frac{95{,}7\cdot10^6\cdot8{,}5\cdot10^{-9}\cdot10^5\cdot0{,}9}{0{,}85\cdot10^{-3}}+\frac{95{,}7\cdot10^6}{0{,}85}=$$

$$=43{,}38\cdot10^6-134{,}24\cdot10^6-86{,}13\cdot10^6+112{,}6\cdot10^6=-64{,}39\cdot10^6.$$

Как видно, даже при $\bar{p}=p_{нас}$ величина $2a\bar{p}-b$ отрицательна. При $\bar{p}<p_{нас}$ она тем более будет отрицательной. Следовательно, справедлив меньший корень квадратного уравнения (III.61), т. е.

$$\bar{p}=\frac{-b-\sqrt{b^2-4ac}}{2a}.$$

Определим $\bar{p}$ через 10 лет после начала разработки пласта. Имеем

$$a=\frac{\alpha N_2}{\rho_{1к}}=\frac{8{,}5\cdot10^{-9}}{0{,}3}N_2=28{,}33\cdot10^{-9}N_2;$$

$$b=134{,}24\cdot10^6+\left(\frac{8{,}5\cdot10^{-9}\cdot10^5\cdot0{,}9}{0{,}85\cdot10^{-3}}-\frac{1}{0{,}85}\right)N_2=134{,}24\cdot10^6-0{,}276N_2;$$

$$c=\frac{N_1p_{ат}\varphi_{ср}}{\rho_{1ат}}=\frac{10^5\cdot0{,}9}{0{,}85\cdot10^{-3}}N_1=1{,}059\cdot10^8N_1.$$

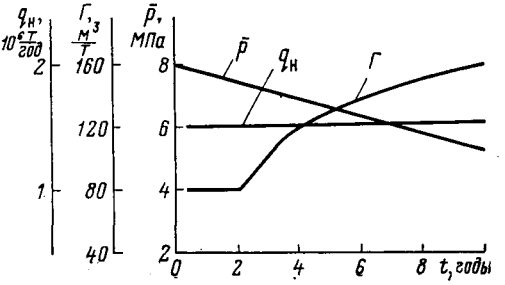


Рис. 67. Зависимость текущей добычи нефти $q_н$, газового фактора $Г$ и среднего пластового давления $\bar{p}$ от t

Из условия задачи

$$N_2 = 95{,}7 \cdot 10^6 - 1{,}5 \cdot 10^6 t,$$

$$N_1 = 6{,}508 \cdot 10^6 - 0{,}102 \cdot 10^6 t \text{ при } 0 \leqslant t \leqslant 2,$$

$$N_1 = 6{,}508 \cdot 10^6 - 0{,}102 \cdot 10^6 t - 0{,}02405\,(t-2)^{3/2} \text{ при } 2 \leqslant t \leqslant 10.$$

Следовательно, через 10 лет после начала разработки

$$N_2 = 95{,}7 \cdot 10^6 - 15 \cdot 10^6 = 80{,}7 \cdot 10^6 \text{ т};$$

$$N_1 = 6{,}508 \cdot 10^6 - 0{,}102 \cdot 10^6 \cdot 10 - 0{,}02405 \cdot 8^{3/2} = 4{,}944 \cdot 10^6 \text{ т}.$$

Тогда $a=2{,}286$; $b=112 \cdot 10^6$; $c=5{,}236 \cdot 10^{14}$; $p=5{,}23$ МПа.

Таким образом, за 10 лет среднее пластовое давление снизится на 2,77 МПа. На рис. 67 показано изменение текущей добычи нефти $q_н$, газового фактора $Г$ и среднего пластового давления $\bar{p}$ в процессе разработки месторождения при газонапорном режиме.

Газовая шапка будет занимать долю λ от порового объема пласта, охваченного разработкой. При этом

$$\lambda = \frac{V_2}{V_{оп}} = \frac{p_{ат}\varphi_{ср}}{\rho_{1ат} V_{оп}} \left(\frac{N_1}{\bar{p}} - N_2 \alpha \right) =$$

$$= \frac{10^5 \cdot 0{,}9}{0{,}85 \cdot 10^{-3} \cdot 134{,}24 \cdot 10^6} \left(\frac{4{,}944 \cdot 10^6}{5{,}23 \cdot 10^6} - 80{,}7 \cdot 10^6 \cdot 8{,}5 \cdot 10^{-9} \right) = 0{,}205.$$

Таким образом, через 10 лет после начала разработки пласта газовая шапка займет 20,5% от порового объема пласта, охваченного разработкой. Нефтеотдача составит 12,6%.

Из рассмотрения основных закономерностей разработки нефтяных месторождений при естественных режимах, изложенных в настоящей главе, а также соответствующих примеров следует, что такая разработка в большинстве случаев не может быть эффективной. Так, разработка нефтяных месторождений при упругом режиме во многих случаях приводит к значительному снижению пластового давления и, как следствие, к уменьшению перепадов давления и дебитов скважин. Поддержание высоких темпов разработки в условиях падения пластового давления требует бурения слишком большого числа скважин. Только в особых случаях разработки небольших месторождений при очень «активной» законтурной воде запасы месторождений могут быть выработаны при допустимом снижении пластового давления.

Разработка нефтяных месторождений при режимах растворенного газа и вторичной газовой шапки ведет к существенному росту газовых факторов скважин и месторождений в целом и в конечном счете к снижению нефтеотдачи. При режимах растворенного газа и газовой шапки вряд ли можно достичь конечной нефтеотдачи выше 35% даже в случаях разработки месторождений нефтей вязкостью $1—5 \cdot 10^{-3}$ Па·с. Кроме того, разработка нефтяных месторождений при этих режимах связана, как правило, с низкими дебитами скважин.

Исключение из описанных закономерностей составляют случаи разработки месторождений в трещиноватых коллекторах, где нефть подстилается огромным бассейном активных законтурных вод. Такие случаи характерны для месторождений Ирана, Кувейта и других стран.

Указанные недостатки разработки нефтяных месторождений при естественных режимах стали понятны нефтяникам уже в 30-х гг. этого века. К концу 40-х гг. разработка подавляющего числа месторождений, особенно содержащих маловязкие нефти, стала осуществляться с воздействием на пласты, главным образом заводнением.

Однако знать теорию, методы расчета и технологические возможности разработки нефтяных месторождений при естественных режимах необходимо. Это нужно прежде всего для выявления эффективности разработки месторождений при заводнении или других методах воздействия на пласты по сравнению с разработкой при естественных режимах, которая принимается за исходный, «базовый» вариант разработки.

Контрольные вопросы

1. Напишите дифференциальное уравнение упругого режима в радиальном случае.
2. Напишите приближенную формулу притока воды из законтурной области пласта к нефтяной залежи круговой формы в плане с постоянным дебитом и объясните методику расчета давления на контуре залежи.
3. Объясните принцип расчета притока воды к нефтяной залежи из законтурной области пласта при переменном дебите с использованием интеграла Дюамеля.
4. Напишите формулу, выражающую зависимость средней насыщенности пласта жидкой фазой от среднего пластового давления при режиме растворенного газа.
5. Выпишите и объясните соотношения для расчета разработки нефтяного месторождения при режиме газовой шапки с использованием метода многокомпонентного материального баланса.

Глава IV

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЗАВОДНЕНИЯ

§ 1. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

Заводнение нефтяных месторождений применяют с целью вытеснения нефти водой из пластов и поддержания при этом пластового давления на заданном уровне.

В настоящее время заводнение — самый распространенный в мире вид воздействия на пласты разрабатываемых месторождений. В СССР свыше 90% всей нефти добывают из заводняемых месторождений. В США из таких месторождений также получают значительную часть добычи нефти.

Наиболее часто применяемые виды заводнения: внутриконтурное при рядных или блоково-рядных и площадных схемах расположения скважин и законтурное. Используют также очаговое и избирательное заводнение.

Технологически заводнение осуществляется следующим образом. Очищенную от примесей воду с помощью насосов высокого давления, установленных на насосной станции, закачивают в нагнетательные скважины, располагаемые на площади нефтеносности (внутриконтурное заводнение) или вне ее (законтурное заводнение). Воду нагнетают одновременно в несколько скважин (куст). Поэтому и насосные станции, применяемые с целью осуществления заводнения нефтяных пластов, называют *кустовыми насосными станциями*. К качеству воды, закачиваемой в пласт, предъявляют следующие требования. В среднем принято, что количество взвешенных частиц в ней не должно превышать 5 мг/л для низкопроницаемых и 20 мг/л для высокопроницаемых пластов.

Давление на устье нагнетательных скважин в процессе заводнения пластов поддерживают обычно на уровне 5—10 МПа, а в ряде случаев — 15—20 МПа. Так как проницаемости в призабойных зонах отдельных скважин неодинаковы при одном и том же давлении на устье, расход закачиваемой в различные скважины воды различный. Теория заводнения нефтяных пластов показывает, что расход $q_{вс}$ воды, закачиваемой в нагнетательную скважину, согласно закону Дарси, должен быть пропорциональным перепаду давления. Однако фактически, согласно опытным данным, он нелинейно зависит от перепада давления, причем при незначительных его значениях зависимость близка к линейной (рис. 68), но при некотором перепаде давления $\Delta p_{с*}$ расход $q_{вс}$ начинает резко увеличиваться. Это происходит по той причине, что при перепаде давления

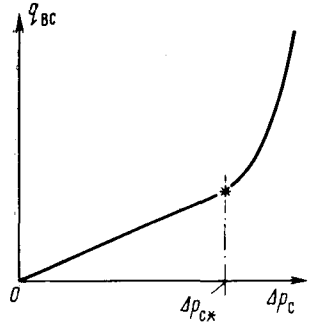


Рис. 68. Зависимость расхода воды, закачиваемой в нагнетательную скважину, от перепада давления

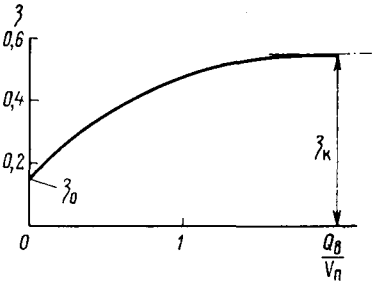


Рис. 69. Зависимость текущей нефтеотдачи от $Q_в/V_п$. Нефтеотдача: η_0 — безводная; $\eta_к$ — конечная

$\Delta p_с = p_с - p_к = \Delta p_{с*}$ в призабойной зоне скважины раскрываются трещины и эффективная проницаемость пласта в этой зоне резко возрастает.

При разработке нефтяных месторождений с применением заводнения из добывающих скважин вначале получают практически чистую нефть, т. е. безводную продукцию, а затем, по мере роста объема закачанной в пласт воды, начинают вместе с нефтью добывать воду. Если $q_{вз}$ — полный расход воды, закачиваемой в разрабатываемый пласт или месторождение в целом в единицу времени, $q_в$ — количество добываемой из пласта или месторождения воды в единицу времени (дебит воды), а $q_н$ — дебит нефти, то имеем следующие выражения.

1. Накопленное количество закачанной в пласт воды к моменту времени t

$$Q_{вз} = \int_0^t q_{вз}(t)\,dt. \qquad \text{(IV.1)}$$

2. Накопленное количество добытой из пласта нефти за тот же период времени

$$Q_н = \int_0^t q_н(t)\,dt. \qquad \text{(IV.2)}$$

3. Накопленное количество добытой из пласта воды

$$Q_в = \int_0^t q_в(t)\,dt. \qquad \text{(IV.3)}$$

Текущую нефтеотдачу $\eta = Q_н/G$ при разработке заводняемых месторождений выражают обычно в виде зависимости η от

$Q_в/V_п$ или η от $Q_{вз}/V_п$ ($V_п$ — поровый объем пласта; G — геологические запасы нефти). Типичная зависимость $\eta=\eta(Q_в/V_п)$, получаемая при разработке пластов, содержащих маловязкую нефть (вязкостью $1—5\cdot10^{-3}$ МПа·с), с применением заводнения показана на рис. 69.

Извлекаемые запасы нефти в пласте или в месторождении в целом N определяют, естественно, следующей формулой:

$$N=\eta_к G. \qquad \text{(IV.4)}$$

Зависимость текущей нефтеотдачи от отношения $Q_{вз}/V_п$ в том случае, когда заводнение применяют с начала разработки месторождения, имеет вид, показанный на рис. 70.

Текущая обводненность ν продукции, добываемой из пласта или месторождения, составит

$$\nu=\frac{q_в}{q_в+q_н}=\frac{q_в}{q_ж}; \qquad q_ж=q_в+q_н. \qquad \text{(IV.5)}$$

На рис. 70 показана типичная для месторождений маловязких нефтей зависимость текущей обводненности от $Q_{вз}/V_п$.

Как уже было указано в гл. I, коэффициент текущей нефтеотдачи η равен произведению коэффициента извлечения нефти из недр или, в случае заводнения, коэффициента вытеснения нефти водой η_1 на коэффициент η_2 охвата пласта процессом вытеснения.

Коэффициентом вытеснения нефти водой η_1 при разработке нефтяных месторождений с применением заводнения называется отношение извлеченной из пласта нефти к ее запасам, первоначально находившимся в части пласта, подверженной воздействию заводнением. Соответственно коэффи-

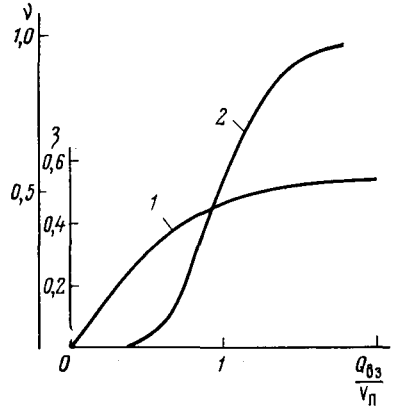


Рис. 70. Зависимость текущей нефтеотдачи и обводненности продукции от $Q_{вз}/V_п$:
1 — текущая нефтеотдача η; *2* — текущая обводненность ν

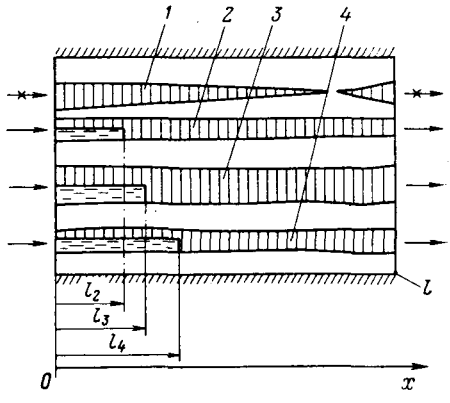


Рис. 71. Схема заводнения слоистого пласта

циентом охвата пласта воздействием η_2 называется отношение запасов нефти, первоначально находившихся в части пласта, подверженной воздействию заводнением, к геологическим запасам нефти в пласте.

Для уяснения понятий о коэффициентах вытеснения нефти водой и охвата пласта воздействием рассмотрим схему заводнения слоистого прямолинейного пласта (рис. 71). Пласт состоит из четырех пропластков *(1, 2, 3* и *4)*, причем только три нижних охвачены заводнением, а первый пропласток, вследствие того, что он прерывается из-за литологического выклинивания в области между нагнетательной галереей ($x=0$) и добывающей галереей ($x=l$), не разрабатывается — в него не поступает закачиваемая в пласт вода и из него не добывается нефть. Общие геологические запасы нефти в пласте

$$G = G_1 + G_2 + G_3 + G_4. \tag{IV.6}$$

Охваченные заводнением запасы $G_{охв}$ равны следующей сумме запасов:

$$G_{охв} = G_2 + G_3 + G_4. \tag{IV.7}$$

По определению

$$\eta = \frac{Q_н}{G} = \frac{Q_н}{G_{охв}} \frac{G_{охв}}{G} = \eta_1 \eta_2. \tag{IV.8}$$

В некоторых случаях коэффициент нефтеотдачи равен произведению не только двух, но и трех и большего числа коэффициентов. Если, согласно рис. 71, в некоторый момент времени закачиваемая в пласт вода проникла в пласт *2* на расстояние l_2, в пласт *3* — на расстояние l_3, а в пласт *4* — на расстояние l_4, то первоначальные запасы нефти в заводненной части пласта *2* можно обозначить $G_{о2}$, а соответствующие запасы в пластах *3* и *4* — $G_{о3}$ и $G_{о4}$. Суммарные первоначальные запасы $G_{зав}$ в заводненной области пласта определяют по формуле

$$G_{зав} = G_{о2} + G_{о3} + G_{о4}. \tag{IV.9}$$

Тогда для коэффициента текущей нефтеотдачи можно написать

$$\eta = \frac{Q_н}{G} = \frac{Q_н}{G_{зав}} \frac{G_{зав}}{G_{охв}} \frac{G_{охв}}{G} = \eta_{11} \eta_{12} \eta_2, \tag{IV.10}$$

где η_{11} — коэффициент вытеснения нефти водой из заводненной области пласта: η_{12} — коэффициент заводнения.

В условиях неизменной системы и технологии разработки пласта в случае, когда коэффициент нефтеотдачи равен произведению коэффициента вытеснения η_1 на коэффициент охвата η_2, зависимость их от $Q_{вз}/V_п$ показана на рис. 72, откуда видно, что η_1 возрастает с увеличением $Q_{вз}/V_п$, а η_2 остается постоянным, поскольку объем охваченных воздействием запасов в указанных условиях с течением времени не изменяется.

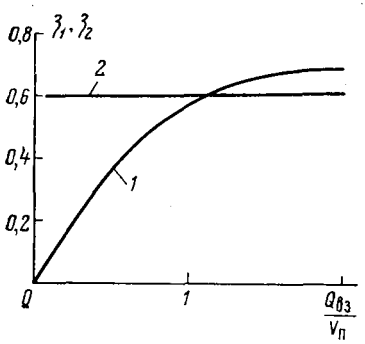


Рис. 72. Зависимости η_1 и η_2 от $Q_{вз}/V_п$

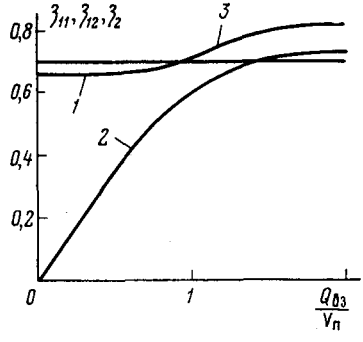


Рис. 73. Зависимости η_{11}, η_{12} и η_2 от $Q_{вз}/V_п$

Если же η определяют как произведение трех коэффициентов согласно формуле (IV.10), то их зависимости от $Q_{вз}/V_п$ при неизменных системе и технологии разработки пластов будут иметь вид, показанный на рис. 73. Коэффициент вытеснения нефти водой из заводненной области η_{11} (кривая *1*) в каком-либо из пропластков до подхода воды по нему к добывающей галерее будет близким к постоянному. В остальных пропластках этот коэффициент в период безводной добычи нефти также остается неизменным и только в водный период он несколько возрастает вследствие дополнительного «отмыва» нефти. Поэтому этот коэффициент остается постоянным в начальный период вытеснения нефти водой из пласта в целом и только в конце разработки возрастает. Коэффициент заводнения η_{12} (кривая *2* на рис. 73) в соответствии с его определением будет непрерывно возрастать, поскольку по мере закачки в пласт воды объем заводненной области непрерывно увеличивается. Коэффициент охвата η_2 (кривая *3*) остается постоянным при неизменной системе и технологии разработки месторождения. Коэффициенты η_1 и η_{11} в общем случае, т. е. не только при разработке месторождения с применением заводнения, определяют по физико-геологическим свойствам и строению пласта на небольших участках, т. е. по микроструктуре пласта, а также механизму извлечения из него нефти. Коэффициент вытеснения часто определяют на основе данных лабораторных экспериментов вытеснения нефтей из естественных образцов пород-кернов, а также промысловых исследований. Теоретические и экспериментальные данные показывают, что коэффициент вытеснения η_1 в процессе разработки месторождений с применением заводнения, т. е. при вытеснении нефти из пластов не смешивающейся с нефтью жидкостью — водой, зависит от следующих основных факторов:

1) минералогического состава и литологической микроструктуры пород — коллекторов нефти и, как следствие этих факто-

ров, — глинистости пород, распределения пор по размерам, уровня абсолютной проницаемости, относительных проницаемостей, параметров микротрещиноватости пород, т. е. размера блоков и трещин, отношения их проницаемостей и т. д.;

2) отношения вязкости нефти к вязкости воды, вытесняющей нефть;

3) структурно-механических (неньютоновских) свойств нефти и их зависимостей от температурного режима пластов;

4) смачиваемости пород водой и характера проявления капиллярных сил в породах-коллекторах с различной микроструктурой;

5) скорости вытеснения нефти водой.

Коэффициент охвата пластов воздействием при заводнении η_2 зависит главным образом от следующих факторов.

1. Физических свойств и геологической неоднородности разрабатываемого нефтяного пласта в целом (макронеоднородности пласта). Здесь имеется в виду наличие газовой шапки, нефтенасыщенных зон, подстилаемых водой, т. е. водоплавающих зон, прерывистости пласта по вертикали (наличия непроницаемых пропластков) и по горизонтали (литологического выклинивания пропластков), существования дизъюнктивных разрывов и т. д.

2. Параметров системы разработки месторождения, т. е. расположения скважин в пласте, расстояний между добывающими, а также между добывающими и нагнетательными скважинами, отношения числа нагнетательных к числу добывающих скважин.

3. Давления на забоях нагнетательных и добывающих скважин, применения методов воздействия на призабойную зону и совершенства вскрытия пластов.

4. Применения способов и технических средств эксплуатации скважин (механизированных способов добычи, обеспечивающих необходимый отбор жидкости из скважин, методов одновременно-раздельной эксплуатации).

5. Применения методов управления процессом разработки месторождения путем частичного изменения системы разработки (очагового и избирательного заводнения) или без изменения системы разработки (изменения режима работы скважин, установления оптимальных условий прекращения эксплуатации скважин, циклического заводнения и др.).

В целом можно отметить, что коэффициент вытеснения зависит от физических свойств пласта, его микронеоднородности и характеристик процесса вытеснения нефти из пористой среды, а коэффициент охвата пластов воздействием при заводнении, как и при других методах разработки, определяется степенью макронеоднородности месторождения, системой разработки и условиями эксплуатации скважин.

Чтобы прогнозировать показатели разработки нефтяного месторождения при его заводнении, необходимо, помимо моде-

ли самого пласта, во многих случаях сохраняющейся одинаковой при всех методах извлечения нефти из недр, использовать также модель процесса заводнения пласта и затем применительно к конкретной системе разработки — расчетную схему для месторождения в целом или его элемента.

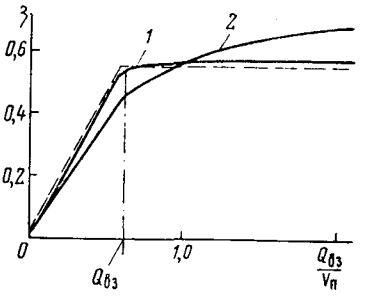


Рис. 74. Зависимости текущей нефтеотдачи от $Q_{вз}/V_п$:
1 и *2* — кривые, построенные по данным соответственно при поршневом и непоршневом вытеснении нефти водой

Как показывают исследования вытеснения нефти водой из образцов горных пород-коллекторов, после подхода воды к концу образца начинается извлечение из него нефти вместе с водой, т. е. происходит так называемый водный период разработки.. В одних случаях после начала этого периода из образца добывается незначительное количество нефти (рис. 74, кривая *1*), в других в этот период из образцов извлекаются значительные объемы нефти, сравнимые с объемами нефти, извлекаемыми в безводный период (кривая *2*).

Такое несходство между кривыми вытеснения нефти водой из образцов пород в водный период объясняется различием микроструктуры пористых сред, характером проявления в них капиллярных сил, различием вязкостей вытесняемой и вытесняющей жидкостей и др. Исследования фазовых и относительных проницаемостей пористых сред при вытеснении из них нефти водой показывают, что для многих пластов характерно возникновение в порах раздробленных, дисперсированных мелких глобул нефти, неизвлекаемой из пористой среды даже во время прокачки через нее при одних и тех же перепадах давления неограниченного количества воды, т. е. при так называемой бесконечной промывке. Таким образом, в этих пластах остаточная нефть находится в виде неподвижных глобул, заключенных в тупиковых зонах, в поровых ловушках, т. е. в местах пористых сред, где путь движению нефти преграждается плотными скоплениями зерен пород. Раздроблению нефти в процессе вытеснения ее из пористых сред, возникновению неподвижных глобул способствуют также различие вязкостей нефти и воды и наличие неньютоновских свойств у нефти. Дисперсирование нефти в пористых средах происходит недалеко от фронта вытеснения, позади него, где находятся одновременно нефть и вода, так что за водный период из образцов рассматриваемых пористых сред добывают небольшое количество нефти. Процесс вытеснения нефти водой из этих сред как раз и описывается кривой *1* (см. рис. 74). Если в пористой среде содержится сравнительно небольшое число тупиковых зон в единице объема, то нефть, будучи даже раздроб-

ленной позади фронта вытеснения ее водой, продолжает двигаться в этой среде и извлекаться из нее по мере закачки в образец воды. В таком случае вытеснение нефти из образца пористой среды характеризуется кривой *2* (см. рис. 74).

Возьмем два образца пористой среды. В образце 1 процессу вытеснения нефти водой соответствует кривая *1*, а в образце 2 — кривая *2* (см. рис. 74). Допустим, что к началу водного периода извлечения нефти в эти образцы было закачано по одному и тому же количеству воды $Q^*_{вз}$. Как видно из рис. 74, из образца 1 при $Q_{вз} > Q^*_{вз}$ почти не извлекается нефть, а из образца 2 добывается значительное количество нефти. Можно отметить, что для образца 2 существенное значение имеет водный период добычи нефти, в течение которого в пористой среде происходит совместная (двухфазная) фильтрация нефти и воды.

Кривую *1* можно аппроксимировать двумя прямыми — наклонной, соответствующей условию $0 \leqslant Q_{вз} \leqslant Q^*_{вз}$, и параллельной оси абсцисс, справедливой при $Q_{вз} > Q^*_{вз}$. Обе прямые на рис. 74 показаны пунктирными линиями. Этой аппроксимации соответствует определенная модель процесса вытеснения нефти водой из пористых сред — модель поршневого вытеснения нефти водой.

Для описания процессов вытеснения нефти водой из пористых сред, характеризующихся кривыми типа *2* (см. рис. 74), используют модель совместной (двухфазной) фильтрации нефти и воды.

Обе модели основаны на экспериментальных характеристиках процесса вытеснения нефти водой из пористых сред. При поршневом вытеснении экспериментально определяют коэффициент вытеснения η_1 и объем закачанной в пористую среду воды $Q_{вз}$, равный объему извлеченной из нее нефти. При двухфазной фильтрации используют зависимости фазовых или относительных проницаемостей для нефти и воды от насыщенности пористой среды водой, описанные в гл. II.

§ 2. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ СЛОИСТОГО ПЛАСТА НА ОСНОВЕ МОДЕЛИ ПОРШНЕВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Показатели, близкие к реальным, получают в ряде случаев при расчете разработки нефтяных месторождений с помощью модели, состоящей из моделей процесса поршневого вытеснения нефти водой и слоистого пласта.

Прежде всего рассмотрим процесс поршневого вытеснения нефти водой из одного прямолинейного слоя (пропластка) толщиной h_i и длиной l, пористостью m_i и проницаемостью k_i (рис. 75).

Пусть давление воды, входящей слева в пропласток, равно p_1, а давление воды на выходе из него p_2. Будем считать, что

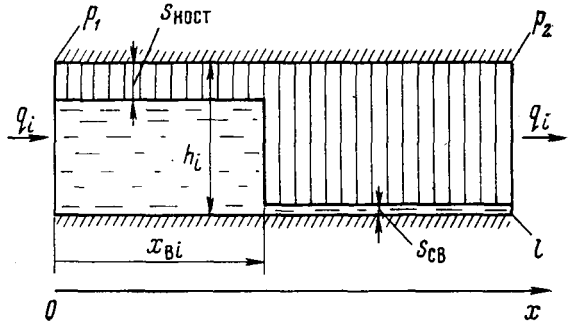


Рис. 75. Модель прямолинейного пропластка при поршневом вытеснении нефти водой

в течение всего процесса вытеснения нефти водой из слоя перепад давления $\Delta\vec{p}=p_1-p_2$ постоянный. В соответствии с моделью поршнёвого вытеснения нефти водой остаточная нефтенасыщенность в заводненной области слоя остается постоянной, равной $s_{н\,ост}$. Согласно рис. 75, фронт вытеснения занимает в момент времени t положение $x_{вi}=x_{вi}(t)$. Ширина пропластка, измеряемая в направлении, перпендикулярном к плоскости чертежа (см. рис. 75), равная ширине всего пласта, составляет b. При постоянном перепаде давления на входе в пропласток и на выходе из него расход закачиваемой воды q_i будет изменяться со временем.

Предположим, что в заводненной зоне, т. е. при $0\leqslant x\leqslant x_{вi}$, связанная вода с начальной насыщенностью $s_{св}$ полностью смешивается с закачиваемой водой, так что условно (см. рис. 75) заводненная область насыщена остаточной нефтью и этой смесью. Тогда суммарный объем воды $Q_{взi}$, вошедший в область пропластка при $0\leqslant x\leqslant x_{вi}$, можно определить по формуле

$$Q_{взi}=mbh_i\,(1-s_{н\,ост}-s_{св})\,x_{вi}. \qquad \text{(IV.11)}$$

Дифференцируя это выражение по времени t, получим следующую формулу для расхода воды, поступающей в i-й пропласток:

$$Q'_{взi}=mbh_i\,(1-s_{н\,ост}-s_{св})\,\frac{dx_{вi}}{dt}. \qquad \text{(IV.12)}$$

С другой стороны, можно, согласно обобщенному закону Дарси, т. е. с учетом того, что фазовые проницаемости для воды и нефти соответственно составляют $k_{фв}=k_в k$, $k_{фн}=k_н k$ ($k_в$ и $k_н$ — постоянные относительные проницаемости), получить для расхода воды следующее выражение:

$$q_{взi}=\frac{k_i k_в b h_i\,(p_1-p_{вi})}{\mu_в x_{вi}\,(t)}, \qquad \text{(IV.13)}$$

где $\mu_в$ — вязкость воды.

При рассмотрении процессов вытеснения нефти водой принимают, что нефть и вода — несжимаемые жидкости. Сжимае-

мость пород пласта также не учитывают. Поэтому, аналогично формуле (IV.13), можно написать для дебита нефти, получаемой из того же i-го пропластка, выражение

$$q_{нi} = \frac{k_i k_н b h_i (p_{вi} - p_2)}{\mu_н (l - x_{вi})}, \qquad (IV.14)$$

где $\mu_н$ — вязкость нефти.

Из выражений (IV.13) и (IV.14), исключая из них давление $p_{вi}$ на фронте вытеснения, получим

$$q_{взi} = q_{нi} = \frac{k_i b h_i \overline{\Delta p}}{\frac{\mu_н}{k_н} l - \left(\frac{\mu_н}{k_н} - \frac{\mu_в}{k_в}\right) x_{вi}(t)};$$

$$\overline{\Delta p} = p_1 - p_2. \qquad (IV.15)$$

Приравнивая (IV.12) и (IV.15), получим следующее дифференциальное уравнение относительно $x_{вi}(t)$:

$$\left[\frac{\mu_н}{k_н} l - \left(\frac{\mu_н}{k_н} - \frac{\mu_в}{k_в}\right) x_{вi}\right] \frac{dx_{вi}}{dt} = \frac{k_i \overline{\Delta p}}{m(1 - s_{н\,ост} - s_{св})}. \qquad (IV.16)$$

Интегрируя (IV.16) и учитывая, что $x_{вi} = 0$ при $t = 0$, приходим к следующему квадратному уравнению относительно $x_{вi}$.

$$\frac{\mu_н}{k_н} l x_{вi} - \left(\frac{\mu_н}{k_н} - \frac{\mu_в}{k_в}\right) \frac{x^2_{вi}}{2} = \frac{k_i \overline{\Delta p} t}{m(1 - s_{н\,ост} - s_{св})}. \qquad (IV.17)$$

Решая это квадратное уравнение, получаем окончательные формулы для определения $x_{вi}$ в пропластке с проницаемостью k в любой момент времени

$$x_{вi}(t) = \frac{\mu_н l (1 - \sqrt{1 - \varphi k_i t})}{k_н \left(\frac{\mu_н}{k_н} - \frac{\mu_в}{k_в}\right)};$$

$$\varphi = \frac{2\overline{\Delta p}\left(\frac{\mu_н}{k_н} - \frac{\mu_в}{k_в}\right)}{m(1 - s_{н\,ост} - s_{св}) \frac{\mu_н^2 l^2}{k_н^2}}. \qquad (IV.18)$$

Для того чтобы получить формулу для определения времени t_* обводнения i-го пропластка с проницаемостью k_*, положим в первой формуле (IV.18) $x_{вi} = l$.

Тогда

$$t_* = \frac{m(1 - s_{н\,ост} - s_{св})\left(\frac{\mu_н}{k_и} + \frac{\mu_в}{k_в}\right) l^2}{2\overline{\Delta p} k_*}. \qquad (IV.19)$$

Из формулы (IV.19) следует, что пропласток с очень большой проницаемостью обводнится в самом начале процесса вытеснения нефти водой из слоистого пласта.

Рассмотрим процесс вытеснения нефти водой из слоистого пласта. Для удобства сложим мысленно все пропластки этого пласта в один «штабель», причем таким образом, чтобы абсолютная проницаемость пропластков изменялась последовательно, начиная с наименьшей и кончая самой высокой.

Пусть, например, в нижней части этого «штабеля» расположен пропласток с самой большой проницаемостью, а вверху — с наименьшей проницаемостью. Согласно вероятностно-статистической модели слоисто-неоднородного пласта, суммарную толщину $\bar{h}$ пропластков, проницаемость самого проницаемого из которых не ниже, чем некоторое значение, равное k, можно установить в соответствии с формулой закона распределения проницаемости следующим образом:

$$\bar{h}/h = F(k), \tag{IV.20}$$

где h — общая толщина всех пропластков в «штабеле».

Формулу (IV.20) можно представить в дифференциальном виде, т. е. через плотность распределения, следующим образом:

$$\frac{d\bar{h}}{h} = F'(k)\,dk = f(k)\,dk. \tag{IV.21}$$

Здесь $f(k)$ — плотность вероятностно-статистического распределения абсолютной проницаемости.

Вытеснение нефти водой из слоистого пласта в целом можно рассматривать и иным образом, считая, что в некоторые слои толщиной Δh и проницаемостью k поступает вода с расходом Δq. Тогда из формул (IV.15) и (IV.18)

$$\Delta q = \frac{bk_{\text{н}}\Delta\bar{p}k\Delta h}{\mu_{\text{н}} l\sqrt{1-\varphi kt}}. \tag{IV.22}$$

С учетом (IV.21) из (IV.22), заменяя конечные приращения соответствующих величин их дифференциалами и опуская индекс i, найдем

$$dq = \frac{bk_{\text{н}}\Delta\bar{p}hkf(k)\,dk}{\mu_{\text{н}} l\sqrt{1-\varphi kt}}. \tag{IV.23}$$

Согласно модели поршневого вытеснения, из обводнившихся пропластков нефть не извлекается — из них поступает только вода. Обводняются, конечно, в первую очередь высокопроницаемые пропластки. В используемых в теории разработки нефтяных месторождений моделях пластов условно принимают, что в слоисто-неоднородных пластах могут быть слои с бесконечно большой проницаемостью. Таким образом, к моменту времени $t=t_*$, когда обводнятся все слои с проницаемостью $k \geqslant k_*$, можно добывать нефть лишь из слоев с проницаемостью $k \leqslant k_*$. В соответствии со сказанным для дебита нефти из рас-

сматриваемого слоистого пласта на основе (IV.23) получим следующее выражение:

$$q_{\text{н}}(t)=\frac{bk_{\text{н}}h\Delta\bar{p}}{\mu_{\text{н}}l}\int_0^{k_*}\frac{kf(k)\,dk}{\sqrt{1-\varphi kt}}. \qquad \text{(IV.24)}$$

Дебит воды $q_{\text{в}}(t)$ можно определить также с учетом указанных соображений по формуле

$$q_{\text{в}}(t)=\frac{bk_{\text{в}}h\Delta\bar{p}}{\mu_{\text{в}}l}\int_{k_*}^{\infty}kf(k)\,dk. \qquad \text{(IV.25)}$$

С помощью приведенных формул можно, задаваясь последовательно значениями времени $t=t_*$, по (IV.19) определять k_*. Затем, предполагая, что плотность вероятностно-статистического распределения абсолютной проницаемости известна, можно определить, проинтегрировав (IV.24) и (IV.25), $q_{\text{н}}$, $q_{\text{в}}$ и $q=q_{\text{ж}}=q_{\text{н}}+q_{\text{в}}$.

Приведенные выкладки и формулы пригодны, как уже было указано, для случаев, когда в течение всего процесса вытеснения нефти водой из слоистого пласта перепад давления не изменяется. Когда же задано условие постоянства расхода $q_{\text{вз}}$ закачиваемой в слоистый пласт воды, получают несколько иные соотношения для определения дебитов нефти и воды, а также перепада давления, который в данном случае будет изменяться с течением времени. Если $q_{\text{вз}}=\text{const}$, справедливы формулы (IV.15) и (IV.16), следует при этом учитывать, что перепад давления $\Delta\bar{p}$ — функция времени, т. е. $\Delta\bar{p}=\Delta\bar{p}(t)$.

Введем функцию ψ:

$$\psi=\Lambda\int_0^t\Delta\bar{p}(t)\,dt, \qquad \Lambda=\frac{2\left(\frac{\mu_{\text{н}}}{k_{\text{н}}}-\frac{\mu_{\text{в}}}{k_{\text{в}}}\right)k_{\text{н}}^2}{m(1-s_{\text{н ост}}-s_{\text{св}})\mu_{\text{н}}^2l^2}. \qquad \text{(IV.26)}$$

Из формулы (IV.15), если ее записать относительно дифференциалов расхода q и толщины пласта h, с учетом (IV.26) получим

$$dq_{\text{вз}}=\frac{bk_{\text{н}}\Delta\bar{p}(t)\,kdh}{\mu_{\text{н}}l\sqrt{1-\psi k}}. \qquad \text{(IV.27)}$$

Как и в случае постоянного перепада давления, при постоянном расходе закачиваемой в слоистый пласт воды к некоторому моменту времени $t=t_*$ часть слоев окажется полностью обводненной и из них будет добываться только вода, из другой же части будут добывать безводную нефть. Поэтому полный расход закачиваемой во всю толщу слоистого пласта воды $q_{\text{вз}}$ можно определить в результате интегрирования выражения

(IV.27) и прибавления к правой его части интеграла, учитывающего приток воды из обводнившихся слоев. Имеем

$$q_{вз}=\frac{bk_н\Delta\bar{p}(t)}{\mu_н l}\int\limits_0^{k_*}\frac{kf(k)\,dk}{\sqrt{1-\psi k}}+\frac{bk_в\Delta\bar{p}(t)}{\mu_в l}\int\limits_{k_*}^{\infty}kf(k)\,dk. \qquad (IV.28)$$

Обучающемуся предлагается следующая процедура последовательного определения $\Delta p(t)$. Вначале следует задаться значением проницаемости k_*, по формуле (IV.19) определить время обводнения слоя $t=t_*$, после чего для данного t_* вычислить ψ. Затем определяют интегралы, входящие в формулу (IV.28), и $\Delta\bar{p}(t)$ при заданном $q_{вз}$. Вычислительные операции повторяют при других меньших значениях k_* для получения зависимости $\Delta\bar{p}(t)$.

Дебит нефти находят по формуле

$$q_н(t)=\frac{bk_н\Delta p(t)}{\mu_н l}\int\limits_0^{k_*}\frac{kf(k)\,dk}{\sqrt{1-\psi k}}, \qquad (IV.29)$$

а дебит воды — по формуле

$$q_в(t)=\frac{bk_в\Delta\bar{p}(t)}{\mu_в l}\int\limits_{k_*}^{\infty}kf(k)\,dk. \qquad (IV.30)$$

В радиальном случае при поршневом вытеснении нефти водой из отдельного слоя вместо уравнения (IV.12) будем иметь

$$q_{взi}=\frac{k_в k_i}{\mu_в}2\pi h_i r\frac{\partial p}{\partial r}. \qquad (IV.31)$$

Пусть в некоторый момент времени фронт вытеснения нефти водой в i-м слое дошел до радиуса $r=r_{вi}$, где пластовое давление равно $p_{вi}$. Тогда, интегрируя (IV.31) от радиуса скважины до радиуса $r_{вi}$, получим

$$q_{взi}\ln\frac{r_{вi}}{r_с}=\frac{k_в k_i}{\mu_в}2\pi h_i(p_с-p_{вi}). \qquad (IV.32)$$

В области $r_{вi}\leqslant r\leqslant R$, т. е. впереди фронта вытеснения, движется нефть с тем же расходом $q_{вi}=q_{нi}$, так что аналогично (IV.32) имеем

$$q_{нi}\ln\frac{R}{r_{вi}}=\frac{k_i k_н}{\mu_н}2\pi h_i(p_{вi}-p_к). \qquad (IV.33)$$

Из (IV.32) и (IV.33)

$$q_{вi}=q_{нi}=\frac{2\pi k_i\Delta p_с h_i}{\frac{\mu_в}{k_в}\ln\frac{r_{вi}}{r_с}+\frac{\mu_н}{k_н}\ln\frac{R}{r_{вi}}};\qquad \Delta p_с=p_с-p_к. \qquad (IV.34)$$

Аналогично (IV.12) для i-го пропластка

$$q_{вi} = m(1 - s_{н\,ост} - s_{св})\, 2\pi r_{вi} \frac{\partial r_{вi}}{\partial t}. \qquad \text{(IV.35)}$$

Приравнивая правые части (IV.34) и (IV.35) и опуская индекс i, получим

$$\left(\frac{\mu_в}{k_в} \ln \frac{r_в}{r_с} + \frac{\mu_н}{k_н} \ln \frac{R}{r_в}\right) r_в \frac{dr_в}{dt} = \frac{k \Delta p_с}{m(1 - s_{н\,ост} - s_{св})}. \qquad \text{(IV.36)}$$

Обозначим $\rho = \frac{r_в}{r_с}$ и проинтегрируем (IV.36) при $\Delta p_с =$ $=$const. Тогда

$$\left(\frac{\mu_в}{k_в} - \frac{\mu_н}{k_н}\right)\left[\rho^2\left(\ln \rho - \frac{1}{2}\right) + \frac{1}{2}\right] + \frac{\mu_н}{k_н} \ln \frac{R}{r_с} (\rho^2 - 1) = $$
$$= \frac{2k \Delta p_с t}{m(1 - s_{н\,ост} - s_{св}) r_с^2}. \qquad \text{(IV.37)}$$

Теперь можно найти время $t = t_*$, соответствующее началу обводнения пропластка с абсолютной проницаемостью $k = k_*$. Полагая $\rho = \rho_к = R/r_с$, получим

$$t_* = \frac{m(1 - s_{н\,ост} - s_{св}) r_с^2 \left\{\left(\frac{\mu_в}{k_в} - \frac{\mu_н}{k_н}\right)\left[\rho_к^2\left(\ln \rho_к - \frac{1}{2}\right) + \right.\right.}{2 \Delta p_с k_*} \rightarrow$$
$$\rightarrow \frac{\left.\left. + \frac{1}{2}\right] + \frac{\mu_н}{k_н} \ln \rho_к (\rho_к^2 - 1)\right\}}{2 \Delta p_с k_*}. \qquad \text{(IV.38)}$$

Из формулы (IV.34)

$$dq_н = \frac{2\pi \Delta p_с k dh}{\frac{\mu_в}{k_в} \ln \frac{r_в}{r_с} + \frac{\mu_н}{k_н} \ln \frac{R}{r_в}}. \qquad \text{(IV.39)}$$

Интегрируя (IV.39), как и для прямолинейного случая, при $\Delta p_с =$const имеем

$$q_н(t) = 2\pi h \Delta p_с \int_0^{k_*} \frac{k f(k)\, dk}{\frac{\mu_в}{k_в} \ln \frac{r_в}{r_с} + \frac{\mu_н}{k_н} \ln \frac{R}{r_в}}; \qquad \text{(IV.40)}$$

$$q_в(t) = \frac{2\pi h \Delta p_с k_в}{\mu_в \ln \frac{R}{r_с}} \int_{k_*}^{\infty} k f(k)\, dk. \qquad \text{(IV.41)}$$

Для вычисления интеграла (IV.40) в подынтегральное выражение следует подставить $r_в$ из формулы (IV.37). Поэтому в общем случае $q_н(t)$ необходимо определять, по-видимому,

численным путем с использованием ЭВМ. Однако, как и в прямолинейном случае, при $\mu_в/k_в=\mu_н/k_н$ вычисления упрощаются. Выражение (IV.40) превращается в следующую формулу:

$$q_н(t)=\frac{2\pi k_н h\Delta p_c}{\mu_н \ln\frac{R}{r_c}}\int_0^{k_*} kf(k)\,dk. \qquad \text{(IV.42)}$$

Необходимо задаваться величиной k_*, определять момент обводнения слоя с проницаемостью $k=k_*$ по формуле (IV.38) и в соответствии с известным вероятностно-статистическим законом распределения абсолютной проницаемости $q_н(t)$ и $q_в(t)$.

Пример IV.1. Нефтяной пласт в элементе однорядной схемы разработки длиной $l=500$ м, шириной $b=500$ м и толщиной $h=10$ м разрабатывается с применением заводнения. Пористость пласта $m=0{,}25$, вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_н=2\cdot10^{-3}$ Па·с, вязкость воды $\mu_в=10^{-3}$ Па·с. Пласт неоднороден по толщине и может быть представлен моделью слоисто-неоднородного пласта с гамма-распределением абсолютной проницаемости. Плотность распределения соответствует $\alpha=2$. Поэтому

$$f(k)=\frac{k\,e^{-k/\bar{k}}}{\bar{k}^2}.$$

Средняя абсолютная проницаемость (математическое ожидание абсолютной проницаемости) $M(k)=2\bar{k}=0{,}4$ мкм^2.

Содержание связанной воды в пласте $s_{св}=0{,}05$, при поршневом вытеснении нефти водой из каждого отдельного слоя остаточная нефтенасыщенность в слое $s_{н\,ост}=0{,}4$. Пласт разрабатывается при постоянном перепаде давления в элементе однорядной схемы $\Delta\bar{p}=0{,}2$ МПа. Относительная проницаемость для нефти в незаводненных областях $k_н=1$, а относительная проницаемость для воды в заводненных зонах $k_в=0{,}5$.

Определим изменение во времени дебита нефти $q_н(t)$ и воды $q_в(t)$, получаемых из рассматриваемого элемента однорядной системы разработки.

Прежде чем приступить к решению данного примера, отметим, что по условию $\mu_н/k_н=\mu_в/k_в$. В этом случае, согласно формулам (IV.24) и (IV.25), имеем

$$q_н(t)=\frac{bk_н h\Delta\bar{p}}{\mu_н l}\int_0^{k_*} kf(k)\,dk;$$

$$q_в(t)=\frac{bk_в h\Delta\bar{p}}{\mu_в l}\int_{k_*}^{\infty} kf(k)\,dk.$$

По формуле (IV.19)

$$t=t_*=\frac{m(1-s_{н\,ост}-s_{св})\left(\frac{\mu_н}{k_н}+\frac{\mu_в}{k_в}\right)l^2}{2\Delta\bar{p}k_*}.$$

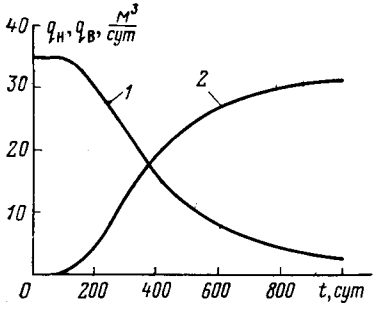


Рис. 76. График изменения во времени дебитов нефти (*1*) и воды (*2*), получаемых из элемента однорядной системы разработки

Подставляя в приведенные формулы для $q_н(t)$ и $q_в(t)$ данную в условии примера плотность гамма-распределения абсолютной проницаемости, получим

$$q_н(t) = \frac{bk_н h\Delta\bar{p}}{\mu_н l}\int_0^{k_*}\frac{k^2 e^{-k/\bar{k}}dk}{\bar{k}^2} =$$

$$= \frac{bk_н h\Delta\bar{p}}{\mu_н l}[2\bar{k}(1 - e^{-k_*/\bar{k}}) - k_*^2/\bar{k}\, e^{-k_*/\bar{k}} - 2k_* e^{-k_*/\bar{k}}].$$

Соответственно для дебита воды

$$q_в(t) = \frac{bk_в h\Delta\bar{p}}{\mu_в l}\int_{k_*}^{\infty}\frac{k^2 e^{-k/\bar{k}}}{\bar{k}^2}dk = \frac{bk_в h\Delta\bar{p}}{\mu_в l}e^{-k_*/\bar{k}}(2\bar{k} + k_*^2/\bar{k} + 2k_*).$$

Порядок расчета следующий: сначала задаемся проницаемостью k_* обводнившегося пропластка, затем определяем по приведенной формуле время t_* обводнения этого пропластка, после чего вычисляем дебиты нефти и воды для данного времени. Расчеты повторяем аналогичным образом для других значений k_* и t.

На рис. 76 показан график изменения во времени дебитов нефти и воды, из которого следует, что для принятого вида распределения абсолютной проницаемости обводнение пласта в элементе системы разработки нарастает очень быстро и уже через 400 сут $q_н = 15{,}7$ м³/сут, а дебит воды $q_в = 19$ м³/сут.

§ 3. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ОДНОРОДНОГО ПЛАСТА НА ОСНОВЕ МОДЕЛИ НЕПОРШНЕВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Все известные методики расчета процесса разработки нефтяных месторождений с учетом непоршневого характера вытеснения нефти водой основаны на теории совместной фильтрации неоднородных жидкостей. Поясним ее вначале на примере вытеснения нефти водой из прямолинейного однородного пласта. Этот пример соответствует случаю вытеснения нефти водой из элемента однорядной схемы расположения скважин, происходящему в сечениях элемента, находящихся на значительном удалении от самих скважин, где характер движения вытесняемой и вытесняющей жидкостей близок к прямолинейному.

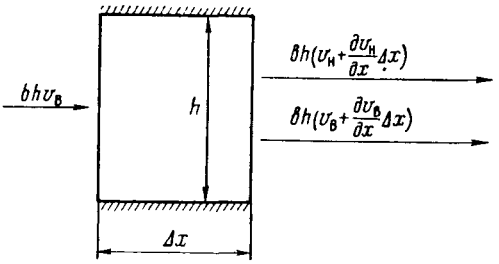


Рис. 77. Схема элемента пласта при непоршневом вытеснении нефти водой

Рассматривая непоршневое вытеснение нефти водой в прямолинейном пласте, выделим элемент длиной Δx, высотой h и шириной b в направлении, перпендикулярном к плоскости (рис. 77). В общем случае слева в элемент пласта поступают, а справа вытекают нефть и вода. При этом расход воды слева равен $bhv_в$, а справа $-bh(v_в+\frac{\partial v_в}{\partial x}\Delta x)$.

Количество накопленной воды в элементе пласта составляет $bhm\frac{\partial s}{\partial t}\Delta x$ (v — скорость фильтрации воды; s — водонасыщенность пласта; t — время). Согласно закону сохранения массы вещества, разность между скоростями входящей в элемент пласта воды и выходящей из него равна скорости накопления объема воды в элементе пласта. Выражая сказанное в математической форме, получим

$$-bh\left(v_в+\frac{\partial v_в}{\partial x}\Delta x\right)+bhv_в=bhm\frac{\partial s}{\partial t}\Delta x.$$

После сокращения соответствующих членов при устремлении $\Delta x\longrightarrow 0$ имеем

$$\frac{\partial v_в}{\partial x}+m\frac{\partial s}{\partial t}=0. \qquad \text{(IV.43)}$$

Поскольку в пористой среде содержатся только нефть и вода, то насыщенность пористой среды нефтью $s_н=1-s$. Рассматривая аналогично предыдущему скорости проникновения нефти в элемент пласта и выхода из него, получим

$$\frac{\partial v_н}{\partial x}-m\frac{\partial s}{\partial t}=0. \qquad \text{(IV.44)}$$

Складывая уравнения (IV.43) и (IV.44), имеем

$$\frac{\partial}{\partial x}(v_н+v_в)=0; \qquad v_н+v_в=v(t). \qquad \text{(IV.45)}$$

Таким образом, суммарная скорость фильтрации нефти и воды не изменяется по координате x, что и следовало ожидать, так как нефть и воду принимают за несжимаемые жидкости.

Следовательно, режим пласта жесткий водонапорный.

Скорости фильтрации воды и нефти подчиняются обобщенному закону Дарси, так что

$$v_в = -\frac{kk_в(s)}{\mu_в}\frac{\partial p}{\partial x}; \qquad v_н = -\frac{kk_н(s)}{\mu_н}\frac{\partial p}{\partial x}, \tag{IV.46}$$

где $k_в$ и $k_н$, $\mu_в$ и $\mu_н$ — относительные проницаемости, зависящие от водонасыщенности s и вязкости воды и нефти.

Рассмотрим функцию $f(s)$, называемую функцией Бакли — Леверетта. При этом

$$f(s) = \frac{v_в}{v_в + v_н} = \frac{k_в(s)}{k_в(s) + \frac{\mu_в}{\mu_н}k_н(s)}. \tag{IV.47}$$

или

$$f(s) = \frac{v_в}{v(t)}. \tag{IV.48}$$

Из (IV.48), дифференцируя $v_в$ по x, получим

$$\frac{\partial v_в}{\partial x} = v(t) f'(s)\frac{\partial s}{\partial x}. \tag{IV.49}$$

После подстановки (IV.49) в (IV.43) получим одно дифференциальное уравнение первого порядка для определения s, т. е.

$$v(t) f'(s)\frac{\partial s}{\partial x} + m\frac{\partial s}{\partial t} = 0. \tag{IV.50}$$

По мере вытеснения нефти водой из прямолинейного пласта фронт вытесняющей нефть воды продвигается к концу пласта и водонасыщенность в каждом сечении заводненной области непрерывно увеличивается. Процесс вытеснения нефти водой из прямолинейного пласта можно представить и иным образом, следя за изменением по пласту некоторой водонасыщенности. Если, например, в какой-то момент времени в некотором сечении пласта водонасыщенность составляла $s = s_1$, то спустя определенное время эта водонасыщенность будет и в конце пласта, так как нефть постепенно извлекается из него и ее место занимает вода. Для указанного $s = \text{const}$ можно принять

$$ds = \frac{\partial s}{\partial x}dx + \frac{\partial s}{\partial t}dt = 0.$$

или

$$\frac{\partial s}{\partial x}\frac{dx}{dt} + \frac{\partial s}{\partial t} = 0. \tag{IV.51}$$

Сравним (IV.50) и (IV.51). Они будут идентичными, если положить

$$\frac{dx}{dt} = \frac{f'(s)v(t)}{m}. \tag{IV.52}$$

Умножим и разделим (IV.52) на bh и проинтегрируем, получим

$$bhmx = f'(s)\, Q_{вз}(t); \qquad Q_{вз}(t) = \int_0^t bhv(t)\, dt. \tag{IV.53}$$

Обозначим

$$\xi = \frac{bhmx}{Q_{вз}(t)}, \tag{IV.54}$$

тогда

$$\xi = f'(s). \tag{IV.55}$$

Задавая s в формуле (IV.55), можно определить расстояние от входа в пласт для данного значения водонасыщенности Однако в период безводной эксплуатации закачиваемая вода еще не достигает конца пласта. Чтобы установить положение фронта вытеснения нефти водой и водонасыщенность на фронте вытеснения, рассмотрим материальный баланс закачанной в пласт воды. Если к моменту времени t в пласт закачан объем воды, равной $Q_{вз}(t)$, длина фронта вытеснения составит $x_в$, насыщенность пласта связанной водой $s = s_{св}$, то

$$Q_{вз}(t) = bhm \int_0^{x_в} s(x)\, dx - bhmx_в s_{св}. \tag{IV.56}$$

Введем следующие обозначения:

$$x = \frac{Q_{вз}}{bhm}\xi; \qquad x_в = \frac{Q_{вз}}{bhm}\xi_в;$$

$$dx = \frac{Q_{вз}}{bhm}\, d\xi. \tag{IV.57}$$

Тогда, подставляя (IV.57) в (IV.56), получим

$$\int_0^{\xi_в} s(\xi)\, d\xi - s_{св}\xi_в = 1. \tag{IV.58}$$

Поскольку $\xi = f'(s)$, то

$d\xi = f''(s)\, ds.$

Следовательно, из (IV.58)

$$\int_{s_*}^{s_в} sf''(s)\, ds = 1 + s_{св}f'(s_в). \tag{IV.59}$$

В выражении (IV.59) принято, что при $x=0$ и $\xi=0$, т. е. на

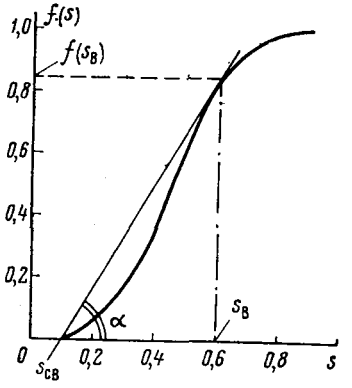


Рис. 78. График зависимости $f(s)$ от s

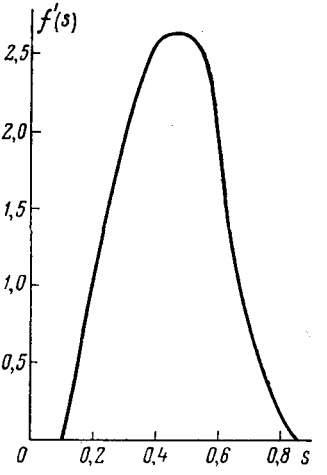


Рис. 79. График зависимости $f'(s)$ от s

входе в пласт, мгновенно устанавливается водонасыщенность s_*, при которой $k_н=0$ (см. рис. 40), а на фронте вытеснения значение ее в течение всего процесса составит $s_в$.

Выполним интегрирование в левой части (IV.59) по частям. Имеем

$$\int_{s_*}^{s_в} sf''(s)\,ds = \left|_{s_*}^{s_в} sf'(s) - \int_{s_*}^{s_в} f'(s)\,ds = \right.$$

$$= s_в f'(s_в) - s_* f'(s_*) - f(s_в) + f(s_*). \qquad \text{(IV.60)}$$

В соответствии со сказанным водонасыщенность s_* устанавливается в сечении $\xi=0$. Следовательно, $f'(s_*)=0$, поэтому и второй член в формуле (IV.60) равен нулю. Далее, поскольку $k_н(s_*)=0$, то, согласно формуле (IV.47), $f(s_*)=1$. Таким образом, из (IV.59) и (IV.60) получим

$$s_в f'(s_в) - f(s_в) = s_{св} f'(s_в),$$

откуда

$$f'(s_в) = \frac{f(s_в)}{s_в - s_{св}}. \qquad \text{(IV.61)}$$

На рис. 78 приведен график, построенный с учетом кривых относительных проницаемостей, данных на рис. 40, при $\mu_в/\mu_н = 0{,}5$.

По кривой $f(s)$ можно найти значение $s_в$ графическим путем. В самом деле, согласно рис. 78

$$f'(s_в) = \operatorname{tg}\alpha = \frac{f(s_в)}{s_в - s_{св}}.$$

Проведя касательную к кривой $f(s)$ из точки $s=s_{св}$, по точке касания (см. рис. 78) определяем $f(s_в)$ и $s_в$.

Для того же, чтобы найти распределение водонасыщенности по длине пласта, необходимо построить кривую $f'(s)$ (рис. 79). Это можно сделать методом графического дифференцирования кривой $f(s)$ или, представив кривые относительных проницаемостей аналитически, выполнить дифференцирование аналитическим путем, сделав соответствующее построение.

Определим теперь длительность безводного периода добычи нефти, т. е. момент времени $t=t_*$, когда фронт вытеснения достигнет конца пласта и, следовательно, $x_в$ будет равен l. Будем считать, что к этому моменту времени в пласт закачано $Q_{вз}=Q_*(t_*)$ воды. Имеем из (IV.57)

$$\frac{bhml}{Q_*(t_*)}=f'(s_в). \qquad \text{(IV.62)}$$

Из (IV.62) определим $Q_*(t_*)$ и, следовательно, t_*. Величина $bhml$ равна объему $V_п$ пор пласта. Так как режим жесткий водонапорный, объем закачанной в пласт воды к моменту времени $t=t_*$ равен объему добытой из пласта нефти $Q_{н*}$ к этому же моменту времени, т. е. $Q_*(t_*)=Q_{н*}$. Безводная нефтеотдача $\eta_0=\eta_{01}\eta_2$, где η_{01} — коэффициент вытеснения нефти водой, достигнутый в безводный период. Поэтому

$$\eta_0=\frac{Q_{н*}\eta_2}{V_п(1-s_{св})}=\frac{\eta_2}{f'(s_в)(1-s_{св})}. \qquad \text{(IV.63)}$$

Заметим, что распределение водонасыщенности в пласте изменяется по мере продвижения в глубь пласта фронта вытеснения нефти водой таким образом, что значения $s_в$ на фронте вытеснения $x_в$ и s_* на входе в пласт остаются неизменными. Таким образом, кривая распределения водонасыщенности как бы «растягивается», оставаясь подобной себе. Такое распределение некоторого параметра, будь то водонасыщенность или какой-либо другой параметр, называется автомодельным. Соответствующие решения задач также именуются автомодельными.

Полученные формулы позволяют рассчитать распределение водонасыщенности к моменту подхода воды к линии добывающих скважин, т. е. в безводный период разработки пласта.

Однако добыча нефти из пласта продолжается и после прорыва фронта вытеснения к концу пласта при $x=l$.

Для определения текущей нефтеотдачи и обводненности продукции при $t>t_*$, т. е. в водный период разработки пласта, поступим следующим образом. Будем считать, что продвижение фронта вытеснения происходит и в водный период разработки пласта, но этот фронт распространяется вправо за пределы пласта (рис. 80). Водонасыщенность на таком фиктивном фронте вытеснения и в этом случае остается постоянной, равной $s_в$, а водонасыщенность при $x=l$ уже составит $\bar{s}$. Пусть в

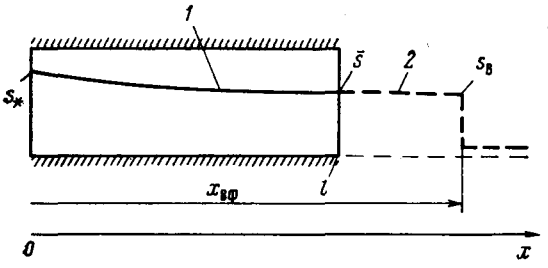


Рис. 80. Схема вытеснения нефти водой из прямолинейного пласта в водный период разработки. Распределение водонасыщенности:
1 — истинное; *2* — фиктивное

некоторый момент времени $t>t_*$ фиктивный фронт находится на расстоянии $x_{вф}$ от входа в пласт (см. рис. 80). В соответствии с формулами (IV.54) и (IV.55) при $t>t_*$ можно написать

$$\frac{bhml}{Q_{вз}(t)}=f'(\bar{s}). \tag{IV.64}$$

Из (IV.62) и (IV.64) получим

$$\frac{f'(\bar{s})}{f'(s_в)}=\frac{Q_*(t_*)}{Q_{вз}(t)}. \tag{IV.65}$$

По формуле (IV.65) находим $\bar{s}$ для различных значений времени t. Так, зная $Q_*(t_*)$, $f'(s_в)$ и $Q_{вз}(t)$, определим вначале $f'(s)$, а затем по графику функции $f'(s)$ — значение s.

Дебиты нефти и воды в водный период разработки пласта составят

$$q_н=\frac{bhkk_н(\bar{s})}{\mu_н}\left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)_{x=l};$$
$$q_в=\frac{bhkk_в(\bar{s})}{\mu_в}\left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)_{x=l}. \tag{IV.66}$$

Отсюда для определения текущей обводненности продукции ν получим формулу

$$\nu=\frac{q_в}{q_в+q_н}=\frac{k_в(\bar{s})}{k_в(\bar{s})+\frac{\mu_в}{\mu_н}k_н(\bar{s})}. \tag{IV.67}$$

Текущую нефтеотдачу в водный период разработки пласта можно определить в принципе следующим образом:

1) установлением объема накопленной добычи нефти по формуле

$$Q_н=\int_0^t q_н(t)\,dt;$$

2) отнесением этого объема накопленной добычи нефти к первоначальному объему нефти в пласте, равному $bhm(1-s_{св})$.

Однако во втором случае можно определять объем добытой

из пласта нефти по изменению в нем водонасыщенности, учитывая опять-таки то, что режим разработки пласта жесткий водонапорный. Так, на основе равенства объема вошедшей в пласт воды объему вытесненной из него нефти имеем

$$Q_{\text{н}} = bhm\left[\int_0^l s(x)\,dx - s_{\text{св}}l\right] = qt\left[\int_0^l sd\left(\frac{bhmx}{qt}\right) - s_{\text{св}}\frac{bhml}{qt}\right] =$$

$$= qt\left[\int_0^{\xi(\bar{s})} sd\xi - s_{\text{св}}f'(\bar{s})\right] = \frac{bhml}{f'(\bar{s})}\left[\int_{s_*}^{\bar{s}} sf''(s)\,ds - s_{\text{св}}f'(\bar{s})\right] =$$

$$= \frac{bhml}{f'(\bar{s})}\left[\bar{s}f'(\bar{s}) - s_*f'(s_*) - f(\bar{s}) + f(s_*) - s_{\text{св}}f'(\bar{s})\right]. \qquad \text{(IV.68)}$$

Формула (IV.68) должна быть справедлива для всех моментов времени, когда $t > t_*$. При $t \to \infty$, вообще говоря, водонасыщенность должна стать равной s_* во всем пласте. Однако при любом другом значении времени водонасыщенность $s = s_*$ только на входе в пласт, т. е. при $\xi = 0$. Тогда, как следует из формулы (IV.55), $f'(s_*) = 0$. Следовательно, из (IV.68) получим

$$Q_{\text{н}} = V_{\text{п}}\left[\bar{s} - s_{\text{св}} + \frac{1 - f(\bar{s})}{f'(\bar{s})}\right]. \qquad \text{(IV.69)}$$

Из (IV.69) вытекает, что текущая нефтеотдача пласта в период водной его эксплуатации

$$\eta = \frac{Q_{\text{н}}\eta_2}{V_{\text{п}}(1 - s_{\text{св}})} = \frac{\left[\bar{s} - s_{\text{св}} + \dfrac{1 - f(\bar{s})}{f'(\bar{s})}\right]\eta_2}{1 - s_{\text{св}}}. \qquad \text{(IV.70)}$$

Таким образом, мы определили основные технологические показатели разработки элемента пласта — текущую нефтеотдачу и обводненность добываемой продукции.

Рассмотрим непоршневое вытеснение нефти водой в радиальном направлении, например при разработке элемента семиточечной системы с использованием заводнения. Схема элементарного объема пласта для такого случая показана на рис. 81. Уравнение неразрывности фильтрующейся воды в таком объеме получим с учетом баланса втекающей и вытекающей воды за

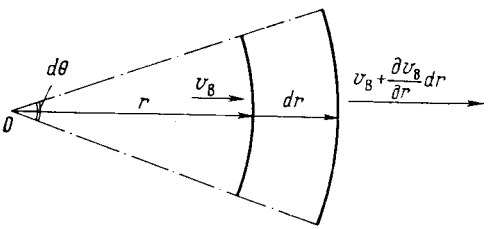


Рис. 81. Схема элементарного объема радиального пласта

время dt в виде

$$2\pi r d\theta h v_в dt - 2\pi (r+dr)\, d\theta h \left(v_в + \frac{\partial v_в}{\partial r}\, dr\right) dt -$$

$$-2\pi r dr d\theta m ds = 0. \qquad \text{(IV.71)}$$

Раскрывая скобки в выражении (IV.71), сокращая в нем соответствующие члены и заменяя обозначения обыкновенных производных на частные, имеем

$$\frac{\partial v_в}{\partial r} + \frac{v_в}{r} + m\frac{\partial s}{\partial t} = 0$$

или

$$\frac{1}{r}\,\frac{\partial (v_в r)}{\partial r} + m\frac{\partial s}{\partial t} = 0. \qquad \text{(IV.72)}$$

Вполне аналогичным образом, но с учетом того, что насыщенность пористой среды нефтью $s_н = 1-s$, установим соответствующее уравнение неразрывности для фильтрующейся в пласте нефти в следующем виде:

$$\frac{1}{r}\,\frac{\partial (v_н r)}{\partial r} - m\frac{\partial s}{\partial t} = 0. \qquad \text{(IV.73)}$$

Складывая уравнения (IV.72) и (IV.73), получим

$$v = v_н + v_в = \frac{q(t)}{2\pi r h}. \qquad \text{(IV.74)}$$

Вводя, как и в случае прямолинейного вытеснения нефти водой, функцию $f(s)$, определяемую формулой (IV.47), и подставляя ее в (IV.72) с учетом (IV.74), будем иметь одно дифференциальное уравнение для определения водонасыщенности s в виде

$$m\frac{\partial s}{\partial t} + \frac{q(t) f'(s)}{2\pi r h}\,\frac{\partial s}{\partial r} = 0. \qquad \text{(IV.75)}$$

Так же, как и в прямолинейном случае, рассматриваем перемещение со временем в пласте линий $s = \text{const}$. В этом случае

$$ds = \frac{\partial s}{\partial r}\, dr + \frac{\partial s}{\partial t}\, dt = 0. \qquad \text{(IV.76)}$$

Из (IV.75) и (IV.76)

$$\frac{dr}{dt} = \frac{q(t) f'(s)}{2\pi r h m}.$$

Отсюда

$$f'(s) = \zeta = \frac{m\pi k r^2}{Q_{вз}}, \qquad \text{(IV.77)}$$

$$Q_{вз} = \int_0^t q(t)\, dt.$$

Рассмотрим баланс закачанной в пласт и извлеченной из него воды. Устремляя для простоты радиус скважины к нулю ($r_с \longrightarrow 0$), имеем

$$\int_0^{r_в} 2\pi hmsrdr - \pi m s_{св} h r_в^2 = Q_{вз}. \qquad \text{(IV.78)}$$

Учитывая из (IV.71), что

$$f''(s)\,ds = \frac{2\pi mhrdr}{Q_{вз}}; \qquad f'(s_в) = \frac{\pi mhr_в^2}{Q_{вз}},$$

и подставляя эти выражения в (IV.78), приходим к интегральному соотношению

$$\int_{s_*}^{s_в} f''(s)\,ds = 1 + s_{св} f'(s_в),$$

в точности совпадающему с соответствующим соотношением (IV.59) для случая вытеснения нефти водой из прямолинейного пласта. Можно поэтому утверждать, что и при вытеснении нефти водой из радиального пласта справедливы соотношение (IV.60) и все последующие рассуждения, включая формулу (IV.61), пригодную для нахождения водонасыщенности на фронте вытеснения нефти водой, а также описанный графический метод определения $s_в$.

Время t_* безводной разработки пласта радиусом $r_к$ определим из (IV.77). Если полагать, что $Q_{вз} = qt$, имеем

$$t_* = \frac{\pi h r_к^2 m}{q}. \qquad \text{(IV.79)}$$

Аналогично по формулам (IV.66) и (IV.67) находим текущую обводненность ν продукции, добываемой из пласта при $t > t_*$. Соответственно текущую нефтеотдачу η вычислим по формуле (IV.70). Таким образом определяем все важнейшие технологические показатели процесса вытеснения нефти водой.

Пример IV.2. Из элемента однорядной системы разработки осуществляется вытеснение нефти водой. Будем условно принимать процесс движения нефти и воды во всем элементе пласта одномерным, прямолинейным.

Длина пласта $l = 600$ м, его ширина $b = 600$ м, общая эффективная толщина $h_0 = 20$ м. Коэффициент охвата пласта заводнением по толщине $\eta_2 = 0{,}75$, так что охваченная заводнением толщина пласта составляет $h = 15$ м. Проницаемость пласта $k = 0{,}5$ мкм^2, пористость $m = 0{,}2$. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_н = 4 \cdot 10^{-3}$ Па·с, вязкость воды $\mu_в = 10^{-3}$ Па·с. Через границу пласта при $x = 0$ закачивается вода с расходом $q = 200$ м^3/сут и столько же жидкости добывается с конца элемента при $x = l$ в течение всего рассматриваемого периода разработки.

Относительные проницаемости заданы следующим образом:

$$k_{\text{н}}(s)=\left(\frac{s_*-s}{s_*-s_{\text{св}}}\right)^2 \quad \text{при} \quad s_{\text{св}}\leqslant s\leqslant s_*;$$

$$k_{\text{в}}(s)=\left(\frac{s-s_{\text{св}}}{s_*-s_{\text{св}}}\right)^2 \quad \text{при} \quad s_{\text{св}}\leqslant s\leqslant s_1;$$

$$k_{\text{в}}(s)=0{,}8\left(\frac{s-s_{\text{св}}}{s_*-s_{\text{св}}}\right)^{1/2} \quad \text{при} \quad s_1\leqslant s\leqslant s_*.$$

При этом $s_{\text{св}}=0{,}1$; $s_*=0{,}8$. Значение s_1 определяем из условия равенства относительных проницаемостей для нефти и воды при $s=s_1$.

Требуется рассчитать на основе изложенной теории изменение во времени текущей нефтеотдачи и зависимость обводненности продукции ν от текущей нефтеотдачи η.

Приступая к решению задачи, определим прежде всего s_1. Имеем

$$\left(\frac{s_1-s_{\text{св}}}{s_*-s_{\text{св}}}\right)^2=0{,}8\left(\frac{s_1-s_{\text{св}}}{s_*-s_{\text{св}}}\right)^{1/2}.$$

Отсюда

$$\left(\frac{s_1-s_{\text{св}}}{s_*-s_{\text{св}}}\right)^{3/2}=0{,}8;$$

$$\left(\frac{s_1-s_{\text{св}}}{s_*-s_{\text{св}}}\right)^3=0{,}64; \qquad s_1-s_{\text{св}}=(s_*-s_{\text{св}})\,0{,}64^{1/3};$$

$$s_1=0{,}7032.$$

Таким образом, при $s_{\text{св}}\leqslant s\leqslant 0{,}7032$ функция Бакли — Леверетта

$$f(s)=\frac{k_{\text{в}}(s)}{k_{\text{в}}(s)+\dfrac{\mu_{\text{в}}}{\mu_{\text{н}}}k_{\text{н}}(s)}=\frac{\left(\dfrac{s-s_{\text{св}}}{s_*-s_{\text{св}}}\right)^2}{\left(\dfrac{s-s_{\text{св}}}{s_*-s_{\text{св}}}\right)^2+0{,}25\left(\dfrac{s_*-s}{s_*-s_{\text{св}}}\right)^2}=$$

$$=\frac{(s-s_{\text{св}})^2}{(s-s_{\text{св}})^2+0{,}25\,(s_*-s)^2}.$$

При $0{,}7032\leqslant s\leqslant 0{,}8$

$$f(s)=\frac{0{,}8\left(\dfrac{s-s_{\text{св}}}{s_*-s_{\text{св}}}\right)^{1/2}}{0{,}8\left(\dfrac{s-s_{\text{св}}}{s_*-s_{\text{св}}}\right)^{1/2}+0{,}25\left(\dfrac{s_*-s}{s_*-s_{\text{св}}}\right)^2}.$$

Функция $f(s)$, построенная по приведенным формулам, представлена на графике (рис. 82). Определим по формуле (IV.61) водонасыщенность на фронте вытеснения, для чего проведем касательную к кривой $f(s)$ из точки $s=s_{\text{св}}$. Из рис. 82 получаем, что $s_{\text{в}}=0{,}413$; $f(s_{\text{в}})=0{,}723$. Теперь необходимо построить кривую $f'(s)$. Так как формулы для $f(s)$ в рассматриваемом примере сравнительно простые, функцию $f'(s)$ можно получить путем обычного, а не графического дифференцирования функции $f(s)$.

При $s_{\text{св}}\leqslant s\leqslant 0{,}7032$ имеем

$$f'(s)=\frac{2\,(s-s_{\text{св}})}{(s-s_{\text{св}})^2+0{,}25\,(s_*-s)^2}-\frac{(s-s_{\text{св}})^2\,[2\,(s-s_{\text{св}})-0{,}5\,(s_*-s)]}{[(s-s_{\text{св}})^2+0{,}25\,(s_*-s)^2]^2}.$$

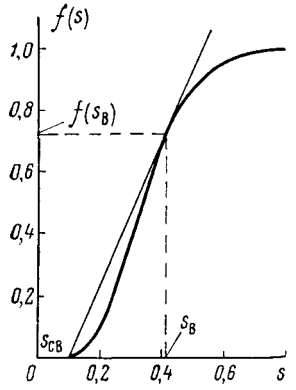


Рис. 82. Зависимость $f(s)$ от s

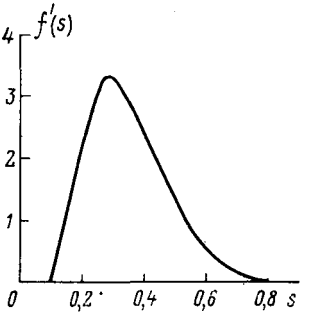


Рис. 83. Зависимость $f'(s)$ от s

Из последней формулы видно, что при $s=s_{св}$ значение $f'(s_{св})=0$. При $0{,}7032 \leqslant s \leqslant s_*=0{,}8$ имеем

$$f'(s)=0{,}956\left\{\frac{0{,}5\,(s-s_{св})^{-1/2}}{0{,}956\,(s-s_{св})^{1/2}+0{,}51\,(s_*-s)^2}-\right.$$

$$\left.-\frac{(s-s_{св})^{1/2}\,[0{,}478\,(s-s_{св})^{-1/2}-1{,}02\,(s_*-s)]}{[0{,}956\,(s-s_{св})^{1/2}+0{,}51\,(s_*-s)^2]^2}\right\}=$$

$$=0{,}956\left\{\frac{0{,}5}{0{,}956\,(s-s_{св})+0{,}51\,(s-s_{св})^{1/2}\,(s_*-s)^2}-\right.$$

$$\left.-\frac{0{,}478-1{,}02\,(s-s_{св})^{1/2}\,(s_*-s)}{[0{,}956\,(s-s_{св})^{1/2}+0{,}51\,(s_*-s)^2]^2}\right\}.$$

При $s=s_*=0{,}8$

$$f'(s_*)=0{,}956\left[\frac{0{,}5}{0{,}956\,(s-s_{св})}-\frac{0{,}478}{0{,}956^2\,(s-s_{св})}\right]=0.$$

Таким образом, удовлетворяется условие на входе в пласт, т. е. при $x=0$, где $s=s_*$. На рис. 83 показана зависимость $f'(s)$ от s. При $s_*=s_в=0{,}413$ $f'(s_в)=2{,}31$. Теперь легко определить время безводной разработки элемента пласта.

По формуле (IV.62) имеем

$$t_*=\frac{bhml}{qf'(s_в)}=\frac{0{,}2\cdot 600\cdot 15\cdot 600}{200\cdot 2{,}31}=2338 \text{ сут}=6{,}41 \text{ года}.$$

Накопленное количество добытой нефти за период безводной разработки пласта

$$Q_{н*}=qt_*=200\cdot 2338=0{,}468\cdot 10^6 \text{ м}^4.$$

Безводная нефтеотдача

$$\eta_0=\frac{0{,}75}{2{,}32\,(1-0{,}1)}=0{,}361.$$

Чтобы определить текущую обводненность продукции ν и текущую нефтеотдачу η в водный период разработки, используем формулу (IV.65), которая

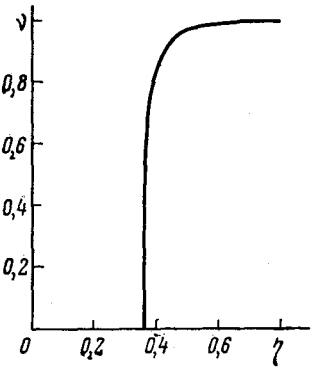


Рис. 84. Зависимость ν от η

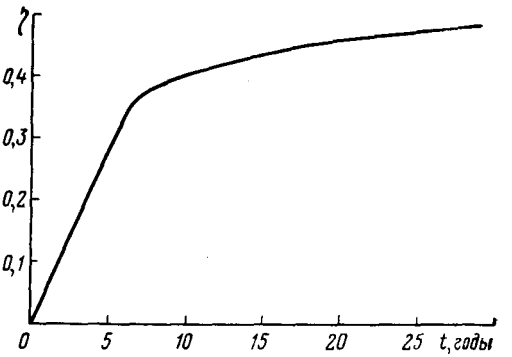


Рис. 85. Зависимость текущей нефтеотдачи от времени

применительно к рассматриваемому случаю принимает следующий вид:

$$\frac{f'(\bar{s})}{f'(s_в)} = \frac{t_*}{t} \quad \text{или} \quad f'(s) = \frac{2338 \cdot 2{,}31}{t} = \frac{5401}{t}.$$

Чтобы установить время t, которому соответствует данное значение $\bar{s}$, легче задать это значение и с помощью графика на рис. 83 установить соответствующую ему производную $f'(\bar{s})$. Текущая обводненность ν составит $f(\bar{s})$. Текущую нефтеотдачу η определяем по формуле (IV.70) для каждого значения $\bar{s}$. Таким образом, можно построить зависимость текущей обводненности от текущей нефтеотдачи. График этой зависимости для рассматриваемого примера показан на рис. 84. На рис. 85 приведена зависимость текущей нефтеотдачи от времени. Так, текущая нефтеотдача через 30 лет после начала разработки элемента составит 0,48. Обводненность продукции, получаемой из элемента, достигнет за этот период порядка 0,965.

§ 4. РАЗРАБОТКА ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ ПЛАСТОВ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ

По результатам исследований и опыта разработки нефтяных месторождений можно сделать вывод, что подавляющее большинство пластов, сложенных не только карбонатными, но и терригенными породами, такими, как песчаники и алевролиты, в той или иной степени трещиноватые.

В одних случаях, особенно когда сами породы малопористы и плохо проницаемы, трещины — это главные каналы, по которым движется нефть к забоям добывающих скважин при разработке таких пород, на что указывает несоответствие проницаемости кернов и проницаемости, определенной в результате гидродинамических исследований скважин. Фактическая проницаемость часто оказывается намного выше определенной по кернам.

В процессе разработки трещиновато-пористых пластов при упругом режиме изменение давления быстрее распространяется по системе трещин, в результате чего возникают перетоки жид-

кости между трещинами и блоками пород, т. е. матрицей, приводящие к характерному для таких пород запаздыванию перераспределения давления по сравнению с соответствующим перераспределением давления в однородных пластах при упругом режиме.

На разработку трещиноватых и трещиновато-пористых пластов может оказывать существенное влияние резкое изменение объема трещин при изменении давления жидкости, насыщающей трещины в результате деформации горных пород.

Один из наиболее сложных вопросов разработки трещиновато-пористых пластов связан с применением процессов воздействия на них путем закачки различных веществ, и в первую очередь с использованием обычного заводнения.

Возникает опасение, что закачиваемая в такие пласты вода быстро прорвется по системе трещин к добывающим скважинам, оставив нефть в блоках породы. При этом, по данным экспериментальных исследований и опыта разработки, известно, что из самой системы трещин нефть вытесняется довольно эффективно и коэффициент вытеснения достигает 0,8—0,85. Опыт также показывает, что и из матриц трещиновато-пористых пластов при их заводнении нефть вытесняется, хотя коэффициент нефтевытеснения сравнительно невелик, составляя 0,20—0,30. Поясним, под действием каких же сил происходит вытеснение нефти водой из матриц трещиновато-пористых пластов.

Одна из сил вполне очевидна, хотя до последнего времени и слабо учитывалась в расчетах процессов разработки. Эта сила обусловлена градиентами давления в системе трещин, воздействующими и на блоки породы.

Другая из сил связана с разностью капиллярного давления в воде и нефти, насыщающей блоки. Действие этой силы приводит к возникновению капиллярной пропитки пород, т. е. к замещению нефти водой в них под действием указанной разности капиллярного давления. Капиллярная пропитка оказывается возможной, если породы гидрофильные. Капиллярная пропитка матрицы или блоков трещиновато-пористых пластов вполне объяснима не только с позиции действия капиллярных сил, но и с энергетической точки зрения, так как минимум поверхностной энергии на границе нефти с водой будет достигнут, когда нефть соберется воедино в трещинах, а не будет насыщать поры матрицы, обладая сложной, сильно разветвленной поверхностью.

Исследования показывают, что если взять блок породы трещиновато-пористого пласта с длиной грани l_*, первоначально насыщенный нефтью, и поместить его в воду (аналогичная ситуация возникает, когда блок в реальном пласте окружен трещинами и в трещинах находится вода), то скорость $\varphi(t)$ капиллярного впитывания воды в блок и, следовательно, вытеснения из него нефти, согласно гидродинамической теории вытеснения нефти водой с учетом капиллярных сил, будет зависеть от

времени t следующим образом:

$$\varphi(t) \sim 1/\sqrt{t}.$$

Из энергетических соображений можно считать, что скорость капиллярного впитывания пропорциональна скорости сокращения поверхности раздела между нефтью и водой, которая, в свою очередь, пропорциональна площади поверхности раздела. В этом случае можно считать, что

$$\varphi(t) \sim e^{-\beta t},$$

где β — некоторый коэффициент.

Если изучать реальные процессы извлечения нефти из трещиновато-пористых пластов под действием капиллярной пропитки, то, по-видимому, наиболее правильным будет сочетание гидродинамического и энергетического подходов. В этом случае для скорости капиллярной пропитки можно использовать формулу, предложенную Э. В. Скворцовым и Э. А. Авакян:

$$\varphi(t) = \frac{a e^{-\beta t}}{\sqrt{\beta t}}, \qquad \text{(IV.80)}$$

где a — экспериментальный коэффициент.

Из соображений размерности и физики процесса впитывания коэффициент β можно выразить следующим образом:

$$\beta = \frac{Ak\sigma\cos\theta}{l_*^3\mu_н}; \qquad A = A\left(k_н, k_в, \frac{\mu_н}{\mu_в}, m, \frac{k^{1/2}}{l_*}\right), \qquad \text{(IV.81)}$$

где $k_н$, $k_в$ — относительные проницаемости для нефти и воды; k — абсолютная проницаемость; σ — поверхностное натяжение на границе нефть — вода; θ — угол смачивания пород пласта водой; $\mu_н$ — вязкость нефти; A — экспериментальная функция.

Найдем выражение для коэффициента a исходя из того условия, что за бесконечное время количество впитавшейся в кубический блок с длиной грани l_* воды равно объему извлеченной из него нефти. Имеем в соответствии со сказанным

$$\int_0^\infty \varphi(t)\,dt = ml_*^3 s_{н0}\eta^*, \qquad \text{(IV.82)}$$

где $s_{н0}$ — начальная нефтенасыщенность блока породы; η_* — конечная нефтеотдача блока при его капиллярной пропитке. Если скорость капиллярной пропитки можно определить по формуле (IV.80), то

$$\int_0^\infty \varphi(t)\,dt = \int_0^\infty \frac{a e^{-\beta t}}{\sqrt{\beta t}}\,dt = \frac{a}{\beta}\int_0^\infty \frac{e^{-\tau}\,d\tau}{\sqrt{\tau}} = \frac{a\sqrt{\pi}}{\beta}. \qquad \text{(IV.83)}$$

Из (IV.82) и (IV.83) получим

$$ml_*^3 s_{н0}\eta_* = \frac{a\sqrt{\pi}}{\beta}; \qquad a = \frac{ml_*^3 s_{н0}\eta_*\beta}{\sqrt{\pi}}. \qquad \text{(IV.84)}$$

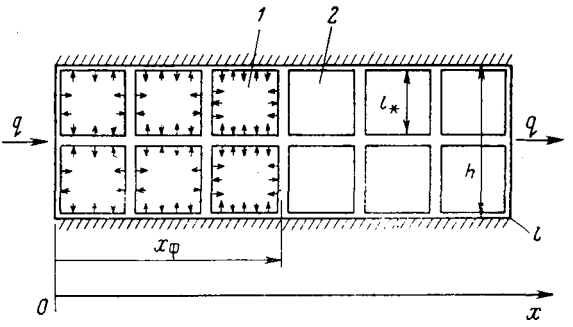


Рис. 86. Схема заводняемого трещиновато-пористого прямолинейного пласта:
1 — блоки породы, охваченные капиллярной пропиткой; *2* — блоки породы, не охваченные капиллярной пропиткой

Перейдем к процессу вытеснения нефти водой из трещиновато-пористого пласта, состоящего из множества блоков породы. Будем полагать, как и выше, что эти блоки можно представить кубами с длиной грани l_* (рис. 86). Поскольку вытеснение нефти водой начинается с границы пласта $x=0$, то первые блоки, находящиеся у входа в пласт, будут пропитаны водой больше, чем более удаленные. Весь расход воды q, заканчиваемой в прямолинейный пласт, уходит в определенное число блоков породы, так что в каждый момент времени пропитка их происходит в области $0 \leqslant x \leqslant x_\Phi$ (x_Φ — фронт капиллярной пропитки). Этот фронт будет перемещаться в пласте со скоростью

$$v_\Phi = dx_\Phi/dt. \tag{IV.85}$$

Если считать, что блоки породы в каждом сечении пласта начинают пропитываться в момент времени λ, то скорость впитывания воды необходимо исчислять от этого момента времени. Пусть в течение времени $\Delta\lambda$ «вступило» в пропитку некоторое число блоков породы. Расход воды Δq, входящей в эти блоки, составит

$$\Delta q = \frac{bh\varphi(t-\lambda)\, v_\Phi(\lambda)\, \Delta\lambda}{l_*^3}. \tag{IV.86}$$

Скорость впитывания воды $\varphi(t)$ определена для одного блока. Чтобы выразить ее как скорость впитывания воды в единицу объема трещиновато-пористого пласта, необходимо разделить $\varphi(t)$ на l_*, что и сделано в формуле (IV.86). Следует еще раз отметить, что скорость пропитки в формуле (IV.86) исчисляется с момента λ, в который к блоку с координатой $x_\Phi(\lambda)$ подошел фронт впитывающейся в блоки воды.

Суммируя приращения расходов Δq в формуле (IV.86) и устремляя $\Delta\lambda$ к нулю, приходим к следующему выражению:

$$q = \frac{bh}{l_*} \int_0^t \varphi(t-\lambda)\, v_\Phi(\lambda)\, d\lambda. \tag{IV.87}$$

Обычно бывает задан расход q и необходимо найти скорость продвижения фронта пропитки $v_\Phi(\lambda)$. Тогда (IV.87) представляет собой интегральное уравнение для определения $v_\Phi(t)$.

Если учитывать, что скорость пропитки определяют по формуле (IV.80), то с учетом (IV.87), получим

$$q = bh\beta\eta_* ms_{\text{но}} \int_0^t \frac{e^{-\beta(t-\lambda)} v_\Phi(\lambda)\, d\lambda}{\sqrt{\pi\beta(t-\lambda)}}. \qquad \text{(IV.88)}$$

Решение интегрального уравнения (IV.88) получаем с использованием преобразования Лапласа, которое имеет вид:

$$v_\Phi(t) = \frac{dx_\Phi}{dt} = \frac{q}{bh\eta_* ms_{\text{но}}} \left[\frac{e^{-\beta t}}{\sqrt{\pi\beta t}} + \operatorname{erf}(\sqrt{\beta t}) \right]. \qquad \text{(IV.89)}$$

Из (IV.89) получим выражение для определения положения фронта пропитки

$$x_\Phi(t) = \frac{q}{bh\eta_* ms_{\text{но}}} \int_0^t \left[\frac{e^{-\beta t}}{\sqrt{\pi\beta t}} + \operatorname{erf}(\sqrt{\beta t}) \right] dt. \qquad \text{(IV.90)}$$

Формула (IV.90) позволяет определить время безводной разработки пласта $t = t_*$, при котором $x_\Phi(t_*) = l$.

Для того чтобы рассчитать показатели разработки трещиновато-пористого пласта в период добычи обводненной продукции, можно поступить следующим образом. Будем считать, что этот пласт «фиктивно» простирается и при $x > l$, вплоть до бесконечности (см. рис. 86). Расход воды q_Φ, затрачиваемый на пропитку фиктивной части пласта (при $x > l$), составит

$$q_\Phi = bh\beta\eta_* ms_{\text{но}} \int_{t_*}^t \frac{e^{-\beta(t-\lambda)} v_\Phi(\lambda)\, d\lambda}{\sqrt{\pi\beta(t-\lambda)}}, \qquad \text{(IV.91)}$$

где $v_\Phi(\lambda)$ определим по выражению (IV.89), если в нем заменим t на λ. Таким образом получим

$$q_\Phi = q\beta \int_{t_*}^t \frac{e^{-\beta(t-\lambda)}}{\sqrt{\pi\beta(t-\lambda)}} \left[\frac{e^{-\beta\lambda}}{\sqrt{\pi\beta\lambda}} + \operatorname{erf}(\sqrt{\beta\lambda}) \right] d\lambda. \qquad \text{(IV.92)}$$

Следовательно, расход воды, впитывающейся в трещиновато-пористый пласт в период $t > t_*$, или дебит нефти, получаемый в этот период:

$$q_{\text{н}} = q - q_\Phi. \qquad \text{(IV.93)}$$

Дебит воды соответственно будет $q_{\text{в}} = q_\Phi$. Из приведенных выражений можно определить по общим формулам текущую обводненность продукции и нефтеотдачу.

Выражение (IV.80) можно использовать для приближенных расчетов вытеснения нефти из трещиновато-пористого пласта в

случае пропитки блоков, обусловленной не только капиллярными силами, но и градиентами давления в системе трещин. Так, согласно формулам (IV.80) и (IV.81), вытеснение нефти из блоков породы происходит под действием силы, определяемой с помощью произведения $\sigma\cos\theta$, причем размерность $[\sigma\cos\theta] =$ Па·м. При гидродинамическом вытеснении нефти из блоков породы вода поступает в эти блоки, а нефть из них вытесняется под действием градиента давления. Размерность grad p равна Па/м. Капиллярные и гидродинамические силы будут иметь одинаковую размерность, если взять вместо $\sigma\cos\theta$ величину $\sigma\cos\theta/l_*$. Тогда

$$\beta = \frac{A_к}{l_*\mu_н}\left(\frac{\sigma\cos\theta}{l_*^2} + \text{grad}\, p\right). \qquad \text{(IV.94)}$$

В формуле (IV.94), таким образом, учитывается пропитка блоков пород как за счет капиллярных сил, так и за счет градиентов давления в системе трещин.

Пример IV.3. Пусть $\sigma = 35\cdot10^{-3}$ Па·м, $l_* = 0{,}1$ м, grad $p = 10$ Па/м, $\mu_н = 2\cdot10^{-3}$ Па·с, $k = 10^{-2}$ мкм^2, длина пласта $l = 700$ м, ширина пласта $b = 700$ м, толщина пласта $h = 20$ м, пористость блоков $m = 0{,}15$, их начальная нефтенасыщенность $s_{н0} = 0{,}7$, конечная нефтеотдача при пропитке $\eta_* = 0{,}3$, параметр $A = 0{,}4\cdot10^5$.

Требуется определить время t_* безводной разработки пласта.

По формуле (IV.94) имеем

$$\beta = \frac{0{,}4\cdot10^5\cdot10^{-14}}{10^{-1}\cdot2\cdot10^{-3}}\left(\frac{35\cdot10^{-3}\cdot0{,}6}{10^{-2}} + 10\right) = 0{,}2\cdot10^{-5}(2{,}1 + 10) = 2{,}42\cdot10^{-5}\ \text{1/с}.$$

Видим, что в рассматриваемом примере все же главную роль в вытеснении нефти водой из блоков пород играют градиенты давления жидкости в системе трещин, хотя определенный вклад вносят и капиллярные силы.

Переведем β в 1/сут. Имеем $\beta = 2{,}42\cdot10^{-5}$ 1/с $= 2{,}091$ 1/сут.

При указанном значении β уже через 3—4 сут подынтегральная функция в формуле (IV.90) будет близка к единице. Поскольку, как будет видно из дальнейшего, процесс разработки трещиновато-пористого пласта происходит в течение более длительного времени, можно в рассматриваемом случае полагать на основе формулы (IV.90), что

$$x_ф \approx \frac{qt}{bh\eta_* m s_{н0}}.$$

Тогда

$$t_* = \frac{lbh\eta_* m s_{н0}}{q} = \frac{700\cdot700\cdot20\cdot0{,}3\cdot0{,}15\cdot0{,}7}{500} = 617{,}4\ \text{сут} = 1{,}7\ \text{года}.$$

§ 5. МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЗАВОДНЕНИЯ

При изучении процесса вытеснения нефти водой сначала считали, что характер этого процесса поршневой. Так появилась модель поршневого вытеснения нефти из пласта. Однако стало ясно, что эта модель, если ее рассматривать в сочетании с моделью однородного пласта, слишком упрощенно отражает ре-

альную картину разработки нефтяных месторождений в условиях заводнения. В предположении, что пласт однороден, при использовании такой модели приходим к выводу, что разработка месторождения может осуществляться полностью без добычи воды. Этот вывод в корне противоречит фактическим данным, согласно которым на всех месторождениях, разрабатываемых с заводнением, существует длительный период водной эксплуатации. Чтобы учесть добычу обводненной продукции, нефтяная наука пошла двумя путями.

Первый путь заключался в том, что пласт представили сложенным из пропластков различной проницаемости. Уже сочетание модели процесса поршневого вытеснения нефти водой с моделью слоисто-неоднородного пласта, особенно с учетом вероятностно-статистического распределения пропластков по абсолютной проницаемости, позволяло учесть добычу обводненной продукции.

Второй путь заключался в том, что была создана модель непоршневого вытеснения нефти водой. Эта модель, начало которой было положено американскими исследователями Бакли и Леверетом, послужила основой многих методик расчетов разработки нефтяных пластов с учетом совместной фильтрации нефти и воды.

Учет непоршневого характера вытеснения нефти водой привел к необходимости использования относительных проницаемостей, которые естественно неодинаковы для различных пластов.

Модель процесса непоршневого вытеснения нефти водой, даже в сочетании с моделью однородного пласта, позволяет рассчитывать данные разработки пласта в период добычи обводненной продукции. Тем не менее необходимо было как-то учитывать и реальную неоднородность пластов. Одной из первых методик, по которой принимали во внимание непоршневой характер вытеснения нефти водой из модели слоисто-неоднородного пласта, стала методика, предложенная Ю. П. Борисовым и развитая им впоследствии с участием ряда авторов. Эта методика получила название «методика ВНИИ-1».

По этой методике пласт состоит из набора отдельных слоев — пропластков (трубок тока). Распределение абсолютной проницаемости устанавливают на основе определенного вероятностно-статистического закона. Чаще всего в качестве такого закона используют логарифмически нормальный закон. Приближенно принимают, что расход воды, поступающей в каждый отдельный слой, пропорционален абсолютной проницаемости этого слоя. Далее, непоршневое вытеснение нефти водой в каждом пропластке преобразуется в поршневое за счет соответствующего видоизменения исходного распределения абсолютной проницаемости. Затем текущую добычу нефти и воды определяют по формулам поршневого вытеснения для слоисто-неоднородного пласта. Для расчета фильтрационного сопротивления в зоне совместного движения нефти и воды используют

эмпирические зависимости, полученные на основе аппроксимации относительных проницаемостей.

Как уже упоминалось, определять добычу обводненной продукции можно также на основе сочетания модели поршневого вытеснения нефти водой с моделью слоисто-неоднородного пласта.

Ю. П. Борисов предложил преобразовать исходное вероятностно-статистическое распределение абсолютной проницаемости с тем, чтобы заменить непоршневое вытеснение на поршневое с целью облегчения расчетов добычи нефти и воды из пласта. Дальнейшее видоизменение исходного вероятностно-статистического распределения абсолютной проницаемости осуществили Э. Д. Мухарский и В. Д. Лысенко. Они предложили в этом распределении изменять один из параметров — так называемый коэффициент вариации, причем таким образом, чтобы учитывать путем изменения этого параметра не только непоршневой характер вытеснения нефти водой, но и другие факторы, такие, как начальное положение водонефтяного контакта, неустойчивость фронта вытеснения нефти водой и даже различие вязкостей нефти и воды. За исходное распределение абсолютной проницаемости указанными авторами принималось гамма-распределение.

Целый ряд методик, основанных на моделях поршневого или непоршневого вытеснения в сочетании с моделью слоисто-неоднородного пласта, был предложен и использовался другими авторами (методики Гипровостокнефти, СибНИИНП, БашНИПИнефти и др.).

Однако описанные методики были разработаны только применительно к одномерным пластам — прямолинейному и радиальному. Расчет разработки нефтяных месторождений с применением заводнения в двумерных случаях требовал использования более сложных уравнений процесса вытеснения нефти водой. Оказалось затруднительным также непосредственное использование вероятностно-статистического распределения проницаемости. Можно, конечно, переходить от вероятностно-статистического распределения к соответствующему набору конечного числа прослоев, распространяющихся по всей площади месторождения. Однако по такой методике расчет процесса разработки нефтяных месторождений с применением заводнения слишком громоздкий.

Иногда пласт со сложной геометрией заменяют одномерной моделью, т. е. используют так называемые квазиодномерные модели.

За последнее время, в связи с использованием быстродействующих ЭВМ, применяют методики, основанные на двумерной или трехмерной совместной фильтрации нефти и воды с учетом модифицированных относительных проницаемостей. Например, методика ВНИИ-2. Многие зарубежные методики расчета процессов разработки нефтяных месторождений с применением за-

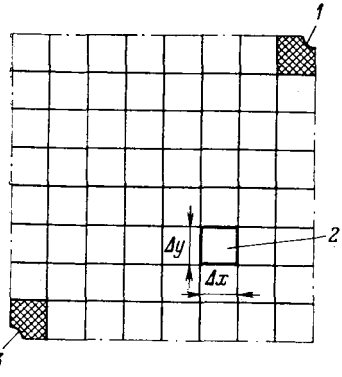


Рис. 87. Схема элемента пятиточечной системы разработки:
1 — 1/4 нагнетательной скважины; *2* — конечно-разностная ячейка площадью $\Delta x \Delta y$; *3* — 1/4 добывающей скважины.

воднения основаны на теории фильтрации неоднородных жидкостей, т. е. в рассматриваемом случае заводнения — нефти и воды. При этом также решают соответствующие двумерные и трехмерные задачи.

Рассмотрим в общих чертах, в связи со сказанным, методику решения двумерных задач разработки нефтяных месторождений с применением заводнения. Допустим, что некоторое месторождение по одному из вариантов решено разрабатывать пятиточечной системой разработки. На рис. 87 показана схема элемента этой системы разработки. Заданы свойства пород пласта, его толщина и линейные размеры, свойства нефти и воды, давления в скважинах или расход закачиваемой в пласт воды. Требуется определить технологические показатели разработки, такие, например, как текущая нефтеотдача, обводненность продукции, и если известен перепад давления между скважинами, то дебиты нефти и воды, а если заданы дебиты, то, наоборот, — перепад давления между нагнетательной и добывающей скважинами.

При решении этой задачи используют уравнения двумерной фильтрации нефти и воды. Для их вывода рассмотрим баланс нефти и воды в элементарном объеме пласта (см. рис. 87). Учитывая количество воды, проникающей в элемент пласта и выходящей из него по оси x, а также объем накопленной воды в элементе $dxdyh$, получим

$$\frac{\partial v_{вx}}{\partial x} + \frac{\partial v_{вy}}{\partial y} + m\frac{\partial s}{\partial t} = 0, \qquad \text{(IV.95)}$$

где $v_{вx}$, $v_{вy}$ — скорости фильтрации воды соответственно по осям x и y.

Для баланса количество нефти, входящей в элемент пласта и выходящей из него, с учетом того, что насыщенность пористой среды нефтью $s_н = 1 - s$

$$\frac{\partial v_{нx}}{\partial x} + \frac{\partial v_{нy}}{\partial y} - m\frac{\partial s}{\partial t} = 0. \qquad \text{(IV.96)}$$

Согласно закону совместной фильтрации нефти и воды, имеем

$$v_{вx} = -\frac{kk_в(s)}{\mu_в}\frac{\partial p}{\partial x}; \qquad v_{вy} = -\frac{kk_в(s)}{\mu_в}\frac{\partial p}{\partial y};$$

$$v_{нx} = -\frac{kk_н(s)}{\mu_н}\frac{\partial p}{\partial x}; \qquad v_{нy} = -\frac{kk_н(s)}{\mu_н}\frac{\partial p}{\partial y}. \qquad \text{(IV.97)}$$

Подставляя (IV.97) в (IV.95) и (IV.96), получим следующую систему из двух уравнений для определения p и s:

$$\frac{\partial}{\partial x} k_{\text{в}}(s) \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial y} k_{\text{в}}(s) \frac{\partial p}{\partial y} - \frac{\mu_{\text{в}} m}{k} \frac{\partial s}{\partial t} = 0;$$

$$\frac{\partial}{\partial x} k_{\text{н}}(s) \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial y} k_{\text{н}}(s) \frac{\partial p}{\partial y} + \frac{\mu_{\text{н}} m}{k} \frac{\partial s}{\partial t} = 0. \qquad \text{(IV.98)}$$

Далее систему дифференциальных уравнений в частных производных (IV.98) заменяем конечно-разностными уравнениями. Соответственно элемент пятиточечной системы разработки (см. рис. 87) разбиваем на некоторое число ячеек с длиной грани по оси x, равной Δx, и длиной грани по оси y, равной Δy. При этом 1/4 нагнетательной скважины и 1/4 добывающей скважины заменяем соответствующими ячейками. На рисунке эти ячейки указаны штриховкой. В рассматриваемом случае вся область течения разделена на 64 ячейки. Чем больше число ячеек, тем в принципе точнее будет вычислено поле давлений и насыщенностей. Однако измельчение ячеек приводит к увеличению времени счета. Поэтому необходимо инженерно оценить требующуюся точность вычислений.

Помимо описанного метода решения задач вытеснения нефти водой в плоских пластах известны и другие. Довольно часто применяют, например, метод жестких трубок тока. Если взять тот же элемент пятиточечной системы, то можно определить аналитическим путем или с помощью цифровой ЭВМ или электроинтегратора расположение линии тока в нем, основываясь на фильтрации однородной жидкости — нефти или воды. Затем можно приближенно считать, что линии тока в этом элементе останутся неизменными и при фильтрации неоднородных жидкостей — нефти и воды. Можно далее использовать теорию вытеснения нефти водой из трубки тока переменного сечения и определять в каждый момент времени давление и водонасыщенность в ней. Затем устанавливают дебиты нефти и воды, притекающих к добывающей скважине по каждой трубке тока. Количество поступающих воды и нефти к скважине по каждой трубке тока суммируют. На рис. 88 показано расположение трубок тока в элементе пятиточечной системы разработки. Так как задачу о вытеснении нефти водой в трубке тока переменного сечения можно ре-

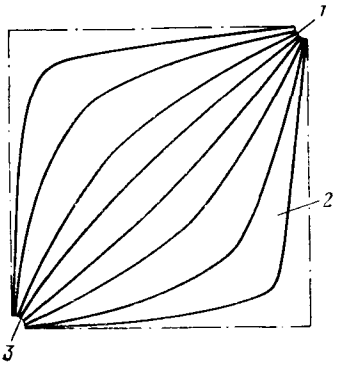


Рис. 88. Схема трубок тока в элементе пятиточечной системы разработки:
1 — 1/4 нагнетательной скважины; *2* — трубки тока; *3* — 1/4 добывающей скважины

шить аналитическим путем, время вытеснения нефти водой в рассматриваемом элементе уменьшают по сравнению с временем по конечно-разностному методу. Для ускоренного, но менее точного расчета используют прием, заключающийся в замене трубок тока переменного сечения трубками тока соответствующей длины, но постоянного сечения (методика В. И. Колганова, М. Л. Сургучева и Б. Ф. Сазонова). Тогда для расчета вытеснения нефти водой из каждой отдельной трубки тока можно использовать указанную методику вытеснения нефти водой из прямолинейного пласта.

При проектировании разработки длительное время эксплуатируемого месторождения, когда известны значительные фактические данные об отборе нефти и воды, можно, основываясь на результатах предыдущей разработки месторождения, осуществлять расчет будущих показателей разработки с использованием упрощенных методик. Эти методики можно называть эмпирическими, поскольку они дают прогноз разработки по фактическим данным.

В практике проектирования разработки нефтяных месторождений известны различные эмпирические методики, а также методики, основывающиеся на осредненных данных, получившие название «методики расчета показателей разработки по характеристикам вытеснения». При расчетах по этим методикам либо используют соотношения теории совместной фильтрации нефти и воды и затем, изменяя некоторые фильтрационные характеристики, добиваются совпадения теоретических и фактических кривых типа обводненность — накопленный объем закачиваемой воды, обводненность — накопленная добыча нефти или текущая нефтеотдача — накопленный объем закачиваемой воды, либо применяют непосредственно указанные фактические кривые для прогнозирования показателей разработки путем их экстраполяции.

Ниже рассмотрим эмпирическую методику прогнозирования показателей разработки, основу которой составляет теоретическая зависимость текущей обводненности продукции от текущей нефтеотдачи, согласованная с соответствующей фактической зависимостью.

Итак, пусть для некоторого длительно разрабатываемого месторождения, все или практически все добывающие скважины которого обводнены, наметилась зависимость текущей обводненности добываемой из всего месторождения продукции v от текущей нефтеотдачи η. Эта зависимость показана на рис. 84. В рассматриваемый момент времени $t=t_1$ нефтеотдача достигла величины $\eta=\eta_1$. Допустим, что необходимо рассчитать, как будет изменяться добыча нефти $q_н(t)$ из месторождения в целом при различных уровнях отбора из него жидкости $q_ж(t)$ при условии соответствующей компенсации отборов закачкой воды. Если речь идет о том, что показатели разработки требуется рассчитать на сравнительно небольшой период

времени, меньший периода предыдущей разработки, то фактическую зависимость $\nu=\nu(\eta)$ можно экстраполировать.

Выведем общие соотношения этой эмпирической методики. Добычу нефти из месторождения в целом можно выразить через добычу жидкости и обводненность продукции следующим образом:

$$q_н = q_ж - q_в = q_ж - \nu q_ж = q_ж (1-\nu). \tag{IV.99}$$

Кроме того,

$$\eta = \frac{Q_н}{G}; \qquad Q_н = \int_0^t q_н (t)\, dt, \tag{IV.100}$$

где G — геологические запасы нефти месторождения. Отсюда

$$d\eta/dt = q_н (t)/G. \tag{IV.101}$$

С учетом (IV.99) получим

$$\frac{d\eta}{1-\nu} = \frac{d\eta}{1-f(\eta)} = \frac{q_ж (t)}{G}.$$

или

$$\frac{d\eta}{1-f(\eta)} = \frac{1}{G}\int_0^t q_ж (t)\, dt. \tag{IV.102}$$

Считая, что зависимость текущей обводненности продукции от текущей нефтеотдачи $\nu=f(\eta)$ не изменится за период проектирования, можно, задаваясь различными значениями текущего отбора жидкости, определить по уравнению (IV.102) текущую нефтеотдачу, соответствующую данному моменту времени, по кривой $\nu=f(\eta)$ — обводненность продукции, после чего по формуле (IV.99) — текущую добычу нефти.

Однако изложенная выше методика приемлема для прогнозирования показателей разработки на сравнительно небольшой период времени, на который можно с определенной уверенностью экстраполировать и саму кривую $\nu=f(\eta)$. Как же рассчитывать по упрощенным методикам показатели разработки месторождений на более длительный период, когда трудно экстраполировать наметившуюся по месторождению зависимость $\nu=f(\eta)$? Для этого приходится использовать дополнительные характеристики пласта, одной из которых могут быть зависимости модифицированных проницаемостей для нефти и воды от осредненной по месторождению водонасыщенности s. Следует еще раз отметить, что в данном параграфе речь идет о применении для расчета показателей разработки месторождения упрощенной, эмпирической методики. В принципе же можно использовать и гидродинамические расчетные методы. Но для этого необходим сбор обширнейшего материала о неоднородно-

сти пласта, показателях эксплуатации отдельных скважин, громоздкая идентификация расчетных и фактических данных о разработке месторождения.

Покажем в соответствии со сказанным, как можно использовать модифицированные относительные проницаемости для упрощенного прогнозирования показателей разработки месторождений.

Согласно § 5 гл. II, модифицированные относительные проницаемости $\bar{k}_в(s)$ и $\bar{k}_н(s)$, а также модифицированная водонасыщенность $\bar{s}$ зависят от проницаемости обводнившегося пропластка k_* в элементе слоисто-неоднородного пласта, вида и параметров вероятностно-статистического распределения абсолютной проницаемости, остаточной нефтенасыщенности $s_{н\,ост}$ и насыщенности пласта связанной водой $s_{св}$.

Следовательно, задаваясь k_*, можно определить $\bar{s}$ и соответствующие относительные проницаемости. Если принять, что $\bar{s}$ равно средней водонасыщенности в рассматриваемом пласте месторождения, то текущая обводненность по месторождению

$$\nu = f(\bar{s}) = \frac{k_в(\bar{s})}{k_в(\bar{s}) + \frac{\mu_в}{\mu_н} k_н(\bar{s})}. \qquad \text{(IV.103)}$$

Теперь необходимо установить связь текущей нефтеотдачи по месторождению в целом и средней водонасыщенности $\bar{s}$. Первоначальные запасы нефти месторождения обозначим через $G_{но}$. Тогда

$$G_{но} = V_{пл} m (1 - s_{св}) \rho_{но} b_{но}, \qquad \text{(IV.104)}$$

где $V_{пл}$ — объем пласта; $\rho_{но}$ — плотность дегазированной нефти; $b_{но}$ — объемный коэффициент.

Оставшиеся в пласте запасы нефти к моменту времени, когда средняя водонасыщенность по месторождению стала равной $\bar{s}$, составляют

$$G_{н\,ост} = V_{пл} m (1 - \bar{s}) \rho_{но} b_{но}. \qquad \text{(IV.105)}$$

Из (IV.104) и (IV.105) получим

$$\eta = \frac{G_{но} - G_{н\,ост}}{G_{но}} = \frac{\bar{s} - s_{св}}{1 - s_{св}}. \qquad \text{(IV.106)}$$

Таким образом, используя модифицированные относительные проницаемости, можно рассчитать на основе формул (IV.103) и (IV.106) зависимость $\nu = f(\eta)$. Затем, изменяя величины параметров, входящих в вероятностно-статистическое распределение абсолютной проницаемости, или изменяя само распределение либо варьируя величинами $s_{н\,ост}$ и $s_{св}$, можно в принципе совместить теоретическую кривую $\nu = f(\eta)$ с фактическими, построенными по данным при предыдущей разработке

месторождения. По достижении удовлетворительного совпадения данных теоретической кривой $\nu=f(\eta)$ с фактическими, можно экстраполировать кривую $\nu=f(\eta)$ в область больших значений текущей обводненности продукции и нефтеотдачи. После этого можно уже рассчитывать добычи нефти по формулам (IV.99)—(IV.102).

Пример IV.4. В результате разработки нефтяного месторождения в течение некоторого времени было выявлено, что фактическая зависимость $\nu=f(\eta)$ достаточно хорошо согласуется с теоретической, если использовать модифицированные относительные проницаемости и модифицированную водонасыщенность для слоисто-неоднородного пласта при логарифмически нормальном законе распределения абсолютной проницаемости, причем параметр распределения $\sigma=0{,}5$. Оказалось, что во всех пропластках $s_{\text{н ост}}=0{,}25$. Насыщенность связанной водой также постоянна для всех пропластков, т. е. $s_{\text{св}}=0{,}15$. Фазовая проницаемость для воды $k_{\text{фв}}=0{,}85\,k$. Средняя абсолютная проницаемость пласта $\bar{k}=0{,}4$ мкм^2. Отношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях $\mu_{\text{в}}/\mu_{\text{н}}=0{,}5$. Требуется определить зависимость $\nu=f(\eta)$.

Поскольку по условию примера фазовая проницаемость во всех пропластках пропорциональна абсолютной проницаемости, то в соответствии с формулами гл. II для модифицированных относительных проницаемостей и модифицированной водонасыщенности имеем

$$\bar{k}_{\text{в}}=\frac{\int\limits_{k_*}^{\infty} kf(k)\,dk}{\int\limits_{0}^{\infty} kf(k)\,dk};$$

$$\bar{k}_{\text{н}}=\frac{\int\limits_{0}^{k_*} kf(k)\,dk}{\int\limits_{0}^{\infty} kf(k)\,dk};$$

$$s_{\text{св}}=\int\limits_{0}^{\infty} f(k)\,dk+(1-s_{\text{н ост}}-s_{\text{св}})\int\limits_{k_*}^{\infty} f(k)\,dk;$$

$$f(k)=\frac{1}{\sigma k\sqrt{2\pi}}\,e^{-\frac{(\ln k-\ln \bar{k})^2}{2\sigma^2}}.$$

Подставляя $f(k)$ в формулу для $\bar{k}_{\text{в}}$, получим

$$\int\limits_{0}^{k_*} kf(k)\,dk=\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}\int\limits_{0}^{k_*} e^{-\frac{\ln^2\frac{k_*}{\bar{k}}}{2\sigma^2}}\,dk.$$

После подстановки $=\frac{\ln\frac{k_*}{k}}{\sigma\sqrt{2}}$ в формулу, приведенную выше, представ-

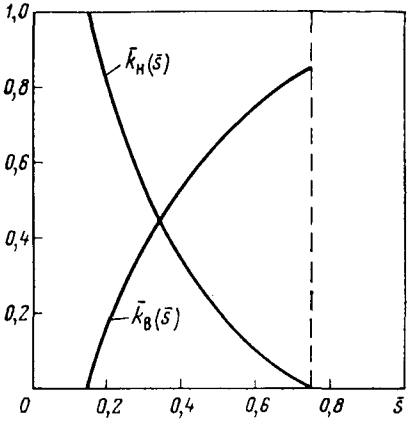


Рис. 89. Зависимости модифицированных проницаемостей $\bar{k}_н$ и $\bar{k}_в$ от модифицированной водонасыщенности $\bar{s}$

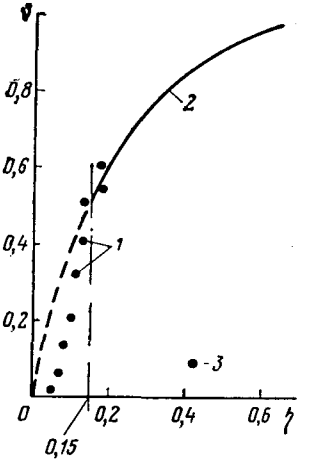


Рис. 90. Зависимость $\nu=\nu(\eta)$:
1 — фактические данные; *2* — расчетная зависимость; *3* — фактические данные об изменении текущей обводненности продукции с ростом текущей нефтеотдачи

ленный интеграл получим в следующем виде:

$$\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}\int_0^{k_*} e^{-\frac{\ln^2\frac{k}{\bar{k}}}{2\sigma^2}}\,dk=\frac{\bar{k}}{\sqrt{\pi}}\int_{-\infty}^{\frac{1}{\sigma\sqrt{2}}\ln\frac{k_*}{\bar{k}}} e^{-\xi_б^2+\sigma\sqrt{2}\,\xi_б}\,d\xi_б=\frac{\bar{k}\,e^{\frac{\sigma^2}{2}}}{2}[1+\operatorname{erf}(\lambda)];$$

$$\lambda=\frac{1}{\sigma\sqrt{2}}\ln\frac{k_*}{\bar{k}}-\frac{\sigma}{\sqrt{2}}.$$

Соответственно

$$\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}\int_{k_*}^{\infty} e^{-\frac{\ln^2\frac{k}{\bar{k}}}{2\sigma^2}}\,dk=\frac{\bar{k}\,e^{\frac{\sigma^2}{2}}}{2}[1-\operatorname{erf}(\lambda)].$$

Отсюда имеем

$$\bar{k}_в=\frac{0{,}85}{2}[1-\operatorname{erf}(\lambda)];\qquad \bar{k}_н=0{,}5[1+\operatorname{erf}(\lambda)].$$

Для модифицированной водонасыщенности

$$\bar{s}=s_{св}\int_0^{\infty} f(k)\,dk+(1-s_{н\,ост}-s_{св})\int_{k_*}^{\infty} f(k)\,dk=$$

$$=s_{св}+\frac{1-s_{н\,ост}-s_{св}}{2}\left[1-\operatorname{erf}\left(\frac{\ln\frac{k_*}{\bar{k}}}{\sigma\sqrt{2}}\right)\right].$$

На рис. 89 показаны зависимости модифицированных проницаемостей от модифицированной водонасыщенности.

Теперь нетрудно по формулам (IV.103) и (IV.106) построить зависимость текущей обводненности ν от текущей нефтеотдачи. Эта зависимость показана на рис. 90. Как видим, в начальный период разработки фактические данные не совпадают с расчетными, полученными по приведенной выше методике, что вполне естественно, так как в начальный период разработки из пласта месторождения добывается малообводненная продукция. Вообще данную эмпирическую методику нельзя применять с самого начала разработки — она пригодна только для прогнозирования разработки в период добычи сильно обводненной продукции.

Начиная же со значения текущей нефтеотдачи $\eta=0{,}15$ при $\nu\geqslant 0{,}5$, фактические данные соответствуют расчетным и поэтому изложенную методику можно использовать для прогнозирования зависимости текущей обводненности продукции от текущей нефтеотдачи.

§ 6. РАСЧЕТ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ДЕБИТОВ СКВАЖИН

При определении забойного давления в скважинах с целью выбора способов подъема жидкости из глубины на дневную поверхность, оценки фазового состояния нефти и воды, а также для вычисления градиентов пластового давления с целью определения скоростей перемещения фильтрующихся веществ, границ разделов между нефтью и водой необходимо знать поле пластового давления.

При решении задач фильтрации неоднородных жидкостей, в частности нефти и воды, наряду с вычислением поля водонасыщенности определяют и поле пластового давления. В случае вытеснения нефти водой из прямолинейного или радиального пласта при использовании модели поршневого вытеснения поле давления вычисляется просто по формулам, приведенным в § 2 данной главы.

В случае непоршневого вытеснения нефти водой даже из прямолинейного пласта распределение давления в нем устанавливать несколько сложнее. Поэтому рассмотрим последний случай более подробно.

Согласно рис. 91 и приведенным в § 3 данной главы формулам, имеем следующее выражение для суммарной скорости

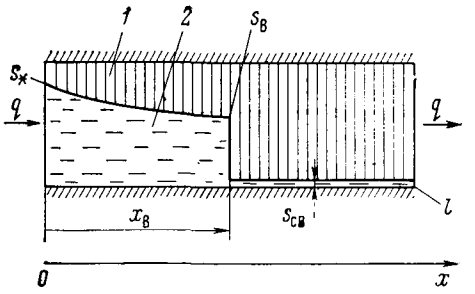


Рис. 91. Схема непоршневого вытеснения нефти водой из прямолинейного пласта:
1 — нефть; *2* — вода

фильтрации нефти и воды в пласте:

$$v = v_в + v_н = -k\left(\frac{k_в}{\mu_в} + \frac{k_н}{\mu_н}\right)\frac{\partial p}{\partial x}. \qquad \text{(IV.107)}$$

Отсюда, учитывая выражение для функции $f(s)$, получим

$$q = (v_в + v_н)\,bh = -\frac{bh_к}{\mu_в}\left(k_в + \frac{\mu_в}{\mu_н}\,k_н\right)\frac{\partial p}{\partial x} =$$

$$= -\frac{bhk}{\mu_в}\,\frac{k_в(s)}{f(s)}\,\frac{\partial p}{\partial x}. \qquad \text{(IV.108)}$$

При этом для простоты будем полагать в данном параграфе, что объем закачанной в пласт воды $V_{вз} = qt$. Поскольку

$$x = \frac{qt}{bhm}\,\xi; \qquad dx = \frac{qt}{bhm}\,d\xi,$$

после их подстановки в (IV.108) имеем

$$q = -\frac{bhk}{\mu_в}\,\frac{k_в(s)}{f(s)}\,\frac{\partial p}{\partial \xi}\,\frac{\partial \xi}{\partial x} = -\frac{b^2h^2mk}{qt\mu_в}\,\frac{k_в(s)}{f(s)}\,\frac{\partial p}{\partial \xi}. \qquad \text{(IV.109)}$$

Учитывая, что $d\xi = f''(s)\,ds$, получим из (IV.109), заменяя частные производные обыкновенными,

$$q = -\frac{b^2h^2mk}{\mu_в qt}\,\frac{k_в(s)}{f(s)\,f''(s)}\,\frac{dp}{ds}.$$

или

$$\frac{q\mu_в t}{b^2h^2mk}\,\frac{f(s)\,f''(s)}{k_в(s)}\,ds = -dp. \qquad \text{(IV.110)}$$

Согласно рис. 91, в области пласта при $x_в \leqslant x \leqslant l$ движется чистая нефть. Будем считать, что фазовая проницаемость для нефти в этой области равна абсолютной. Тогда для полного перепада давления Δp в прямолинейном пласте получим следующее выражение:

$$\overline{\Delta p} = \frac{q\mu_н(l - x_в)}{bhk} + \frac{q^2\mu_в t}{b^2h^2mk}\int_{s_*}^{s_в}\psi(s)\,ds;$$

$$\psi(s) = \frac{f(s)\,f''(s)}{k_в(s)}; \qquad \text{(IV.111)}$$

$$x_в = \frac{f'(s_в)\,qt}{bhm}.$$

Водонасыщенность на фронте вытеснения $s_в$ определяем по методике, приведенной в § 3 данной главы. Интеграл от функции водонасыщенности $\psi(s)$ можно вычислить численным пу-

тем с использованием ЭВМ. При этом входящую функцию $\psi(s)$ и вторую производную функции $f(s)$ можно найти путем численного дифференцирования.

В радиальном случае на основе соответствующих формул § 3 данной главы имеем

$$q = -\frac{2\pi khr}{\mu_в} \frac{k_в(s)}{f(s)} \frac{\partial p}{\partial r}. \qquad \text{(IV.112)}$$

Дифференцируя формулу (IV.77), имеем

$$f''(s)\, ds = \frac{2\pi hmr\, dr}{qt}. \qquad \text{(IV.113)}$$

Подставляя (IV.113) в (IV.112) и заменяя частную производную на обыкновенную, получим

$$q = -\frac{4\pi^2 mr^2 h^2 k}{qt\mu_в} \frac{k_в(s)\, dp}{f''(s) f(s)\, ds}$$

или

$$\frac{q\mu_в}{4\pi kh} \frac{f(s) f''(s)}{f'(s) k_в(s)}\, ds = -dp. \qquad \text{(IV.114)}$$

Для полного перепада давления $\Delta p_с$ между скважиной и контуром питания получим следующее выражение:

$$\Delta p_с = \frac{q\mu_в}{4\pi kh} \int_{s_*}^{s_в} \frac{f(s) f''(s)}{f'(s) k_в(s)}\, ds + \frac{q\mu_н}{2\pi kh} \ln \frac{r_к}{r_в}. \qquad \text{(IV.115)}$$

Величины $s_в$ и $r_в$ определяем по соответствующим формулам § 3 данной главы.

При решении плоских задач вытеснения нефти водой численными методами на ЭВМ поле пластового давления вычисляют одновременно с полем водонасыщенности и нефтенасыщенности.

На практике бывает важно определить перепады забойного давления между нагнетательными и добывающими скважинами не во все периоды, а в определенные моменты разработки, например в начальный ее период, когда в пласте движется одна практически не обводненная нефть, или в некоторые моменты после начала обводнения добываемой из пласта продукции.

Практически важно приближенно определить перепады давлений. Поэтому при таких расчетах можно использовать метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений, сущность которого изложена в гл. II.

Рассчитаем распределение пластового давления при трехрядной схеме расположения скважин по методу эквивалентных фильтрационных сопротивлений. Для простоты возьмем однородный пласт и допустим, что происходит поршневое вытеснение из него нефти водой.

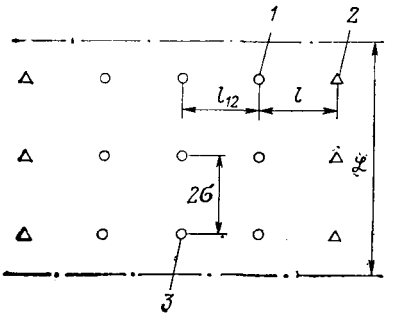


Рис. 92. Схема части полосы трехрядной системы разработки:

1 и *3* — соответственно первый и второй ряд добывающих скважин; *2* — ряд нагнетательных скважин

Рассмотрим к примеру тот случай, когда процесс заводнения только начался и нефть вытеснена лишь из области $r_c \leqslant r \leqslant r_в < \sigma/\pi$ вокруг нагнетательной скважины радиусом r_c (рис. 92). Будем считать, что в часть полосы разработки, содержащей три ряда добывающих скважин, заключенных между рядами нагнетательных, закачивается вода с расходом q. Длина рассматриваемой части полосы равна L. Таким образом, если взять правый ряд нагнетательных скважин (см. рис. 92), то влево от него, т. е. в рассматриваемую полосу, будет поступать вода с расходом, равным $q/2$. Остальная часть воды будет уходить в соседнюю полосу, которая должна находиться справа. Так как режим разработки пласта считается водонапорным, объемный расход воды равен объемному дебиту нефти в пластовых условиях. Дебит первого ряда добывающих скважин рассматриваемой части полосы равен q_1, а дебит второго (центрального) ряда скважин q_2. Поскольку в центральный ряд скважин поступает нефть также слева, то имеем следующее соотношение баланта жидкости в пласте:

$$q/2 = q_1 + q_2/2. \qquad \text{(IV.116)}$$

Согласно методу эквивалентных фильтрационных сопротивлений, с учетом того, что $r_в \leqslant \sigma/\pi$, имеем в соответствии с рис. 92.

$$p_н - p_в = \frac{q\mu_в \ln \dfrac{r_в}{r_c}}{2n_н \pi k k_в h};$$

$$p_в - p_н' = \frac{q\mu_н \ln \dfrac{\sigma}{\pi r_в}}{2n_н \pi k k_н h};$$

$$p'_н - p'_{c1} = \frac{q\mu_н l}{2kk_н hL};$$

$$p'_{c1} - p_{c1} = \frac{q_1\mu_н \ln \dfrac{\sigma}{\pi r_c}}{2n_{c1}\pi k k_н h};$$

$$p'_{c1} - p'_{c2} = \frac{q_2\mu_н l_{12}}{2kk_н hL};$$

$$p'_{c2} - p_{c2} = \frac{q_2\mu_н \ln \dfrac{\sigma}{\pi r_c}}{2n_{c2}\pi k k_н h}. \qquad \text{(IV.117)}$$

Здесь $n_н$, $n_{с1}$ и $n_{с2}$ — число скважин соответственно в нагнетательном, первом и втором рядах. Остальные обозначения указаны на рис. 92 или соответствуют принятым ранее. Если сложить первые четыре из соотношений (IV.117), то получим следующую формулу:

$$p_в - p_{с1} = \frac{q}{2kh}\left(\frac{\mu_в \ln\frac{r_в}{r_с}}{n_н \pi k_в} + \frac{\mu_н \ln\frac{\sigma}{\pi r_с}}{n_н \pi k_н} + \frac{\mu_н l}{k_н L}\right) + \frac{q_1 \mu_н \ln\frac{\sigma}{\pi r_с}}{2n_{с1}\pi k k_н h}. \quad \text{(IV.118)}$$

Сложим последние три соотношения формул (IV.117). В результате получим

$$p_{с1} - p_{с2} = \frac{q_2}{2kh}\left(\frac{\mu_н l_{12}}{k_н L} + \frac{\mu_н \ln\frac{\sigma}{\pi r_с}}{n_{с2}\pi k_н}\right) - \frac{q_1 \mu_н \ln\frac{\sigma}{\pi r_с}}{2n_{с1}\pi k k_н h}. \quad \text{(IV.119)}$$

Как известно, при расчетах процессов разработки нефтяных месторождений заданы: 1) дебиты скважин, необходимо найти перепады давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин; 2) перепады давлений, необходимо найти дебиты рядов скважин.

В первом случае следует использовать формулы (IV.118) и (IV.119), во втором необходимо решать систему из следующих трех линейных алгебраических уравнений:

$$Aq + Bq_1 = p_н - p_{с1};$$

$$Cq_2 - Bq_1 = p_{с1} - p_{с2};$$

$$q = 2q_1 + q_2;$$

$$A = \frac{1}{2kh}\left(\frac{\mu_в \ln\frac{r_в}{r_с}}{n_н \pi k_в} + \frac{\mu_н \ln\frac{\sigma}{\pi r_в}}{n_н \pi k_н} + \frac{\mu_н l}{k_н L}\right);$$

$$B = \frac{\mu_н \ln\frac{\sigma}{\pi r_с}}{2n_{с1}\pi k k_н h};$$

$$C = \frac{\mu_н l_{12}}{2k k_н h L} + \frac{\mu_н \ln\frac{\sigma}{\pi r_с}}{2n_{с2}\pi k k_н h}. \quad \text{(IV.120)}$$

Решая эту систему уравнений, получим

$$q_2 = \frac{(2A + B)(p_{с1} - p_{с2}) + B(p_н - p_с)}{(A + C)B + 2AC};$$

$$q_1 = \frac{Cq_2 - (p_{с1} - p_{с2})}{B}. \quad \text{(IV.121)}$$

Аналогичным образом решают соответствующие задачи в случае пятирядной и других схем расположения скважин.

Пример IV.5. При разработке некоторого нефтяного месторождения применена трехрядная схема расположения скважин (см. рис. 92). Расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами одинаковые, т. е. $2\sigma_н = 2\sigma_с = 2\sigma = 500$ м. Расстояние между рядом нагнетательных и первым рядом добывающих скважин, а также между рядами добывающих скважин одинаковое, равное $l = l_{12} = 600$ м. Радиус нагнетательных скважин $r_{нс} = 0{,}1$ м, а приведенный радиус добывающих вследствие ухудшения проницаемости их призабойных зон $r_с = 0{,}01$ м. Толщина пласта $h = 10$ м. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_н = 3 \cdot 10^{-3}$ Па·с, а вязкость воды $\mu_в = 10^{-3}$ Па·с. Происходит поршневое вытеснение нефти водой, причем в промытой водой области пласта фазовая проницаемость для воды $k_{фв} = 0{,}4$ мкм^2, а фазовая проницаемость для нефти в нефтенасыщенных областях $k_{фн} = 0{,}5$ мкм^2. В рассматриваемый момент времени вода, вытесняя нефть из пласта, продвинулась на расстояние $r_в = 0{,}5\ \sigma/\pi$. Давление на забоях нагнетательных скважин $p_н = 20$ МПа, а на забоях скважин первого и второго добывающих рядов $p_{с1} = p_{с2} = 15$ МПа.

Требуется определить дебиты первого и второго рядов q_1 и q_2, а также расход закачиваемой воды в часть полосы длиной $L = 1500$ м.

Приступая к решению задачи, вычислим вначале величины A, B и C. Имеем

$$A = \frac{1}{2h}\left(\frac{\mu_в \ln \frac{r_в}{\pi r_{нс}}}{\pi n_н k k_в} + \frac{\mu_н \ln \frac{\sigma}{\pi r_в}}{\pi n_н k k_н} + \frac{\mu_н l}{k k_н L}\right) =$$

$$= \frac{1}{2 \cdot 10}\left(\frac{10^{-3} \ln \frac{0{,}5 \cdot 250}{3{,}14 \cdot 0{,}1}}{3{,}14 \cdot 3 \cdot 0{,}4 \cdot 10^{-12}} + \frac{3 \cdot 10^{-3} \ln \frac{250 \cdot 3{,}14}{3{,}14 \cdot 0{,}5 \cdot 250}}{3 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}5 \cdot 10^{-12}} + \frac{3 \cdot 10^{-3} \cdot 600}{0{,}5 \cdot 10^{-12} \cdot 1500}\right) =$$

$$= 221{,}6 \cdot 10^6 \text{ Па·с/м}^3;$$

$$B = \frac{\mu_н \ln \frac{\sigma}{\pi r_с}}{2 n_{с1} \pi k k_н h} = \frac{3 \cdot 10^{-3} \ln \frac{250}{3{,}14 \cdot 0{,}01}}{2 \cdot 3 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}5 \cdot 10^{-12} \cdot 10} = 286{,}1 \cdot 10^6 \text{ Па·с/м}^3;$$

$$C = \frac{\mu_н l_{12}}{2 k k_н h L} + \frac{\mu_н \ln \frac{\sigma}{\pi r_с}}{2 n_{с2} \pi k k_н h} = \frac{3 \cdot 10^{-3} \cdot 600}{2 \cdot 0{,}5 \cdot 10^{-12} \cdot 10 \cdot 1500} +$$

$$+ \frac{3 \cdot 10^{-3} \ln \frac{250}{3{,}14 \cdot 0{,}01}}{2 \cdot 3 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}5 \cdot 10^{-12} \cdot 10} = 406 \cdot 10^6 \text{ Па·с/м}^3;$$

$$q_2 = \frac{B(p_н - p_{с1})}{(A + C)B + 2AC} = \frac{286{,}1 \cdot 5 \cdot 10^6 \cdot 10^6}{627{,}6 \cdot 286{,}1 \cdot 10^{12} + 2 \cdot 221{,}6 \cdot 406 \cdot 10^{12}} =$$

$$= 0{,}4 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с} = 344 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$q_1 = \frac{C q_2}{B} = \frac{406 \cdot 10^6 \cdot 344}{286{,}1 \cdot 10^6} = 488 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Расход закачиваемой воды в часть полосы длиной L

$$q = 2q_1 + q_2 = 2488 + 344 = 1320 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

§ 7. ОПЫТ И ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЗАВОДНЕНИЯ

Промышленное применение заводнения нефтяных пластов в СССР было начато в 1948 г. при разработке девонских горизонтов Туймазинского нефтяного месторождения. К этому вре-

мени уже были известны опыты закачки воды в нефтяные пласты с целью пополнения пластовой энергии, проводившиеся в различных странах.

При разработке нефтяных месторождений в СССР с применением заводнения вначале использовали законтурное заводнение. При этом нагнетательные скважины бурили за внешним контуром нефтеносности, вдоль него. Добывающие скважины располагали также вдоль контура нефтеносности. Линии расположения нагнетательных скважин были удалены от первых рядов добывающих скважин на 1—6 км.

Законтурное заводнение применяли на месторождениях, продуктивные пласты которых были сложены в основном песчаниками и алевролитами с проницаемостью 0,3—1,0 мкм². Вязкость нефти в пластовых условиях заводняемых месторождений составляла $1—5 \cdot 10^{-3}$ Па·с.

Законтурное заводнение осуществлялось часто не с самого начала разработки месторождений, а спустя некоторое время, в течение которого происходило падение пластового давления. Тем не менее закачка воды в законтурную область пласта позволяла в течение одного-двух лет настолько восполнить запас пластовой энергии, что оно стабилизировалось.

Использование заводнения нефтяных пластов привело вначале к возникновению технологической трудности, связанной с низкой приемистостью нагнетательных скважин. Пласты, которые, согласно формуле Дюпюи, должны были при используемых перепадах давления поглощать запроектированные расходы воды, практически не принимали воду. Широкое применение методов воздействия на призабойную зону скважин, таких, как гидравлический разрыв пласта и кислотные обработки, и главным образом использование повышенных давлений нагнетания привели к существенному увеличению приемистости нагнетательных скважин и, по сути дела, к решению проблемы их освоения.

Опыт разработки нефтяных месторождений с применением законтурного заводнения привел к следующим основным выводам.

1. Законтурное заводнение позволяет не только поддерживать пластовое давление на первоначальном уровне, но и превышать его.

2. Использование законтурного заводнения дает возможность обеспечивать доведение максимального темпа разработки месторождений до 5—7% от начальных извлекаемых запасов, применять системы разработки с параметром плотности сетки скважин $20—60 \cdot 10^4$ м²/скв при довольно высокой конечной нефтеотдаче, достигающей 0,50—0,55 в сравнительно однородных пластах, и при вязкости нефти в пластовых условиях порядка $1—5 \cdot 10^{-3}$ Па·с.

3. При разработке крупных по площади месторождений с числом рядов добывающих скважин больше пяти законтурное

заводнение оказывает слабое воздействие на центральные части, в результате чего добыча нефти из этих частей оказывается низкой. Это ведет к тому, что темп разработки крупных месторождений в целом не может быть достаточно высоким при законтурном заводнении.

4. Законтурное заводнение не позволяет воздействовать на отдельные локальные участки пласта с целью ускорения извлечения из них нефти, выравнивания пластового давления в различных пластах и пропластках и т. д.

5. При законтурном заводнении довольно значительная часть воды, закачиваемой в пласт, уходит в водоносную область, находящуюся за контуром нефтеносности, не вытесняя нефть из пласта.

Указанные результаты законтурного заводнения нефтяных пластов вызвали дальнейшее усовершенствование разработки нефтяных месторождений и привели к целесообразности использования внутриконтурного заводнения, особенно крупных месторождений, с разрезанием пластов рядами нагнетательных скважин на отдельные площади или блоки.

Дальнейшие исследования и опыт разработки показали, что наиболее целесообразно разрезание разрабатываемых пластов рядами нагнетательных скважин на отдельные блоки таким образом, чтобы между рядами нагнетательных скважин в блоке (полосе) находилось не более пяти рядов добывающих скважин.

Так возникла современная разновидность рядных систем — блоковые системы разработки нефтяных месторождений: однорядная, трехрядная и пятирядная. Эти системы впервые стали применять на месторождениях Куйбышевской области.

Использование систем разработки с внутриконтурным разрезанием позволило в 2—2,5 раза увеличить темпы разработки по сравнению с законтурным заводнением, существенно улучшить технико-экономические показатели разработки. Блоковые рядные системы нашли большое применение при разработке нефтяных месторождений во многих нефтедобывающих районах, и особенно в Западной Сибири.

В дальнейшем, в основном с целью расположения резервных скважин, интенсификации и регулирования разработки месторождений, стали применять схемы очагового и избирательного заводнения, при использовании которых нагнетательные и добывающие скважины располагают не в соответствии с принятой упорядоченной системой разработки, а на отдельных участках пластов.

Очаговое и избирательное заводнение стали впервые применять на нефтяных месторождениях Татарии. Заводнение нефтяных пластов с его разновидностями в настоящее время — главный метод воздействия на нефтяные пласты с целью извлечения из них нефти. Это главенствующее положение метод за-

воднения сохранит, видимо, не только в XX, но и в начале XXI в.

Обширные фактические данные по разработке нефтяных месторождений с применением заводнения во многих случаях подтверждают с той или иной степенью точности теоретические результаты, получаемые на основе моделей поршневого и непоршневого вытеснения нефти водой из однородного, слоисто-неоднородного, а также трещиноватого и трещиновато-пористого пластов, если модель соответствует реальному пласту. Фактическое изменение пластового давления, добыча нефти и жидкости, зависимость текущей обводненности от нефтеотдачи согласуются с расчетными. Однако проблема правильного выбора модели, наиболее точно отражающей главные особенности разработки пласта, еще далека от своего полного разрешения. Модели разработки пластов, наиболее соответствующие действительности, могут быть построены лишь на основе тщательного изучения и учета свойств пласта и сопоставления результатов расчета процесса разработки пласта с фактическими данными. В последние годы в связи с ростом вычислительных возможностей ЭВМ получают большее развитие детерминированные модели пластов и процессов разработки. Их использование приводит к необходимости решения двумерных и трехмерных задач многофазной многокомпонентной фильтрации.

Богатый и весьма многообразный опыт применения заводнения в СССР позволил не только вполне определенно выявить его технологические возможности, но и сформулировать проблемы, связанные с этим методом воздействия на пласты.

Первая проблема заводнения возникла еще на стадии его лабораторных экспериментальных исследований. Затем теоретические исследования и анализ разработки нефтяных месторождений с различной вязкостью пластовой нефти показали, что с увеличением отношения вязкостей нефти и воды в пластовых условиях $\mu_0=\mu_н/\mu_в$ текущая нефтеотдача при одном и том же отношении объема закачанной в пласт воды Q к объему пор пласта $V_п$ снижается. Если, например, за условную конечную нефтеотдачу принять нефтеотдачу при прокачке через пласт трех объемов пор пласта, т. е. объема воды, равного $3V_п$, то в среднем при $\mu_0=1—5$ можно получить конечный коэффициент вытеснения порядка 0,6—0,7 для пород-коллекторов нефти с проницаемостью 0,3—1,0 мкм^2.

Если же заводнение применяют на нефтяном месторождении с вязкостью нефти в пластовых условиях порядка 20—$50\cdot10^{-3}$ Па·с, то конечный коэффициент вытеснения снижается до 0,35—0,4 в результате усиления неустойчивости процесса вытеснения нефти водой.

Лабораторные экспериментальные исследования вытеснения нефти водой, проводимые на моделях пластов, показывают, что при $\mu_0=1—5$ линия контакта нефть — вода изгибается сравнительно мало (рис. 93), но при $\mu_0=20—30$ она сильно деформи-

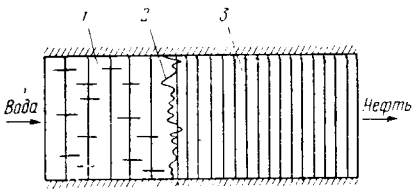


Рис. 93. Схема движения водонефтяного контакта в пласте при $\mu_0 = 1—5 \cdot 10^{-3}$ Па·с:

1 — область, занятая водой и остаточной нефтью; *2* — водонефтяной контакт; *3* — область, занятая нефтью

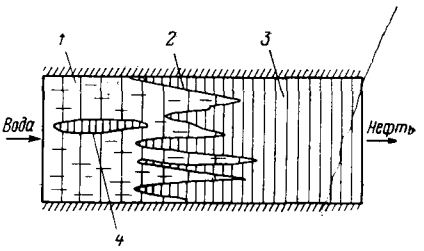


Рис. 93. Схема движения водонефтяного контакта в пласте при $\mu_0 = 20—30 \cdot 10^{-3}$ Па·с:

1—3 — см. рис. 93; *4* — скопление нефти, оставшееся позади водонефтяного контакта

руется (рис. 94). При этом вода, вытесняющая нефть, движется языками, оставляя позади контакта нефть — вода участки обойденной водой нефти.

Если $\mu_0 > 100$, заводнение нефтяных месторождений, осуществляемое путем закачки в пласты обычной воды, оказывается неэффективным, поскольку конечная нефтеотдача получается низкой (порядка 0,1).

Та же самая картина возникает при использовании заводнения для вытеснения высокопарафинистой нефти из пластов. Если допустить сильное разгазирование нефти во время разработки месторождения на естественном режиме или снижение пластовой температуры ниже температуры кристаллизации парафина вследствие закачки в пласт воды с более низкой температурой, чем пластовая, то парафин, первоначально находившийся в нефти в растворенном состоянии, выделится из нее, вязкость нефти повысится и она приобретет неньютоновские свойства, что в конечном счете приведет к снижению нефтеотдачи.

Исходя из сказанного, первая проблема разработки нефтяных месторождений с применением заводнения состоит в ликвидации отрицательного влияния высокого отношения вязкостей нефти и воды, а также неньютоновских свойств нефти на текущую и конечную нефтеотдачу.

Исследования и опыт разработки привели к созданию следующих направлений решения этой проблемы:

1) применению для закачки в пласт горячей воды и водяного пара;

2) загущению воды полимерными добавками и другими веществами;

3) использованию влажного и сверхвлажного внутрипластового горения.

Следует отметить, что вода, замещающая в пласте извлекаемую из него нефть, действительно наиболее доступное и целесообразное с экономической точки зрения вещество. Поэтому

новые, более эффективные методы разработки нефтяных месторождений будут, по всей видимости, и впредь базироваться на закачке в пласт воды, хотя сам механизм извлечения нефти из недр будет коренным образом отличаться от соответствующего механизма обычного заводнения.

Вторая проблема заводнения связана с принципиальной невозможностью достижения полного вытеснения нефти водой даже при наиболее благоприятных условиях значительной проницаемости коллекторов и малых значениях параметра μ_0.

Главная причина невозможности полного вытеснения нефти водой из заводненных областей пластов заключается в несмешиваемости нефти и воды. Решить проблему обеспечения полного вытеснения нефти из пластов можно, либо обеспечив смешиваемость нефти с вытесняющим ее веществом, либо применив высокотемпературное воздействие на пласт, при котором происходило бы выпаривание нефти.

Третья, может быть наиболее обширная проблема, возникшая в результате анализа и обобщения опыта разработки заводняемых нефтяных месторождений, — проблема обеспечения более полного охвата пластов процессом заводнения. Данные разработки показывают, что по целому ряду причин отдельные пропластки, входящие в объекты разработки, не поглощают воду и, следовательно, из них не вытесняется нефть. Кроме того, обводнение отдельных нефтяных скважин происходит весьма неравномерно даже при их строго упорядоченном расположении на нефтеносной площади месторождения, что ведет к оставлению в пласте не охваченных заводнением нефтенасыщенных зон.

Опыт применения заводнения показал, что решение проблемы повышения охвата пластов можно получить путем комплексного использования методов воздействия на призабойную зону добывающих и нагнетательных скважин, повышенных давлений нагнетания, эффективных средств подъема жидкости из скважин, методов регулирования разработки месторождений, а также выбора наиболее подходящей для физико-геологических условий месторождения системы его разработки, и в первую очередь соответствующего выбора объектов разработки и плотности сетки скважин.

При этом систему разработки, конечно, приходится выбирать на стадии составления технологической схемы разработки, когда месторождение еще не достаточно хорошо изучено.

При выборе оптимальных объектов разработки очень важную роль играет знание степени сообщаемости отдельных пластов по вертикали. Известно, что трещиноватость свойственна не только карбонатным коллекторам, но и пластам, сложенным песчаниками и алевролитами. Во многих случаях увеличению сообщаемости пластов по вертикали способствует наличие в разделяющих пласты непроницаемых слоях отдельных окон, т. е. проницаемых участков.

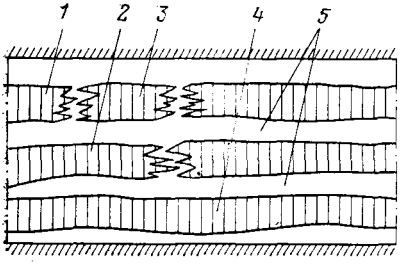
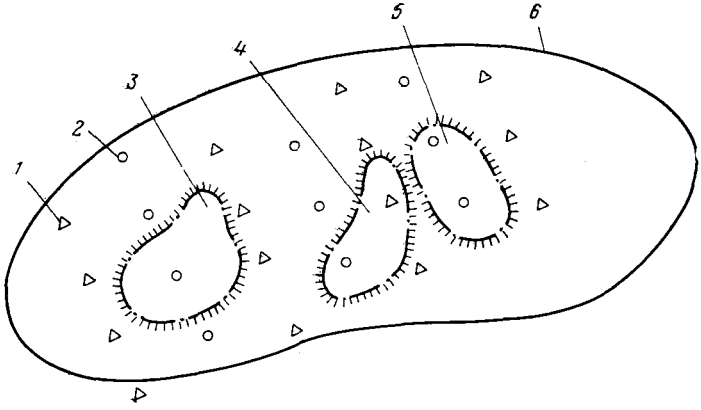


Рис. 95. Схема вертикального разреза участка пласта с несколькими пропластками:

1, 2 и *4* — соответственно пропластки *А, Б* и *В*; *3* — линза в пропластке; *5* — непроницаемые прослои

Рис. 96. Схема расположения скважин в пропластке *А* при $s_c = s_{c1}$:

1 и *2* — скважины соответственно нагнетательные и добывающие; *3, 4* и *5* — линзы; *6* — условный контур нефтеносности



Оптимальные объекты разработки и плотности сетки скважин, как и систем разработки месторождения в целом, следует выбирать на основе технико-экономического анализа. Однако зависимость коэффициента охвата пласта заводнением η_2 от степени объединения пластов в объекты разработки и параметра плотности сетки скважин s_c устанавливают только на основе совместного изучения геологического строения пластов месторождения и процесса вытеснения из него нефти водой при различных системах разработки или многофакторного анализа результатов фактической разработки пластов с различной степенью объединения их в объекты разработки и различными параметрами плотности сетки скважин.

Для иллюстрации одного из приведенных положений рассмотрим в основных чертах методику нахождения зависимости $\eta_2 = \eta_2(s_c)$ на основе анализа возможных вариантов разработки месторождения при различных значениях параметра s_c с использованием зональных карт неоднородности месторождения.

Допустим, что разрабатываемый пласт месторождения состоит из нескольких пропластков (рис. 95), разделенных прослоями непроницаемых пород. С целью построения зависимости $\eta_2 = \eta_2(s_c)$ для пласта в целом будем поочередно выделять из него отдельные пропластки и изучать, как зависит охват заводнением каждого пропластка от плотности сетки скважин.

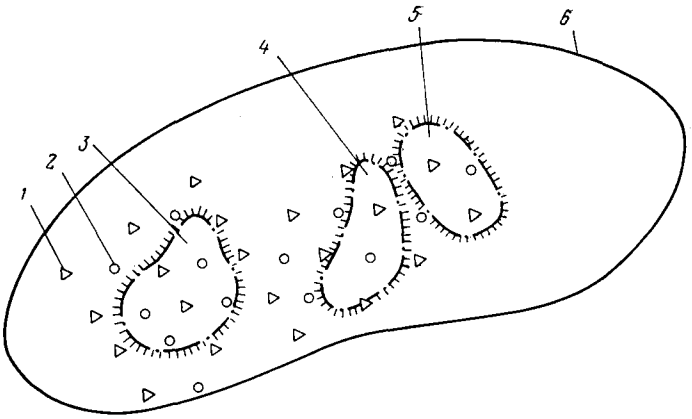


Рис. 97. Схема расположения скважин в пропластке *А* при $s_{c2}<s_{c1}$:
1—6 — см. рис. 96

Для упрощения будем считать, что неоднородность каждого из пропластков характеризуется линзами, не сообщающимися с остальной частью пласта. Если при некоторой плотности сетки скважин линзу вскрывают одновременно не менее двух скважин, одна из которых нагнетательная, а другая — добывающая, то такая линза считается охваченной разработкой. Если же линзу не вскроет ни одна нагнетательная и ни одна добывающая скважина, то эта линза принимается не вовлеченной в разработку, а содержащиеся в ней запасы нефти исключаются из запасов, охваченных разработкой.

Выделим из изучаемого участка разрабатываемого слоистого пласта пропласток *А* (рис. 96). Этот пропласток содержит в пределах участка три линзы: *3*, *4* и *5*. Будем считать, что при разработке месторождения применяют однорядную схему расположения скважин. Рассмотрим изменение охвата пласта разработкой при этой схеме расположения скважин, но при двух различных s_{c1} и s_{c2}, причем $s_{c1}>s_{c2}$. В случае, показанном на рис. 96, соответствующем $s_c=s_{c1}$, охватывается разработкой только линза *4*. Запасы нефти, содержащиеся в линзах *3* и *5*, должны быть исключены из извлекаемых запасов рассматриваемого участка пласта.

Во втором случае (рис. 97) при той же схеме расположения скважин плотность сетки скважин выше ($s_{c2}<s_{c1}$) и в линзы *3* и *5* пропластка *4* «попадают» не менее одной нагнетательной и одной добывающей скважины. Следовательно, все линзы охватываются разработкой и коэффициент охвата пласта будет выше, чем в первом случае.

Из приведенного примера следует, что для нахождения зависимости коэффициента охвата пластов месторождения разработкой следует прежде всего изучить и знать макронеодно-

родность пласта. Необходимо при этом отметить, что на охват пластов месторождения разработкой влияет не только их линзовидность, но и другие виды неоднородности и тектонические нарушения. Трещиноватость пластов может играть полезную роль в повышении их охвата разработкой, поскольку с помощью трещин соединяются литологически неоднородные пропластки, в результате чего повышается однородность пластов. Однако неоднородная трещиноватость приводит к преждевременным прорывам закачиваемой воды в добывающие скважины и к снижению коэффициента охвата пластов заводнением.

Для решения проблемы повышения охвата пластов заводнением необходимо количественно прогнозировать характер процесса вытеснения нефти водой в неоднородных пластах при различных системах разработки и рассчитывать, к каким результатам могут приводить те или иные мероприятия по частичному изменению системы разработки или режимов работы скважин, т. е. мероприятия по регулированию разработки.

Подобные расчеты сводятся к решению двумерных и трехмерных задач вытеснения нефти водой на современных быстродействующих ЭВМ.

Как уже указывалось, проблема изучения влияния плотности сетки скважин и систем разработки на охват пластов заводнением решается в общем виде также с применением методов многофакторного анализа фактической разработки месторождений с различными параметрами s_c. При этом получают только осредненные зависимости, которые весьма приближенно можно использовать для конкретных месторождений.

Для аппроксимации таких общих зависимостей $\eta_2=\eta_2(s_c)$ используют формулу ВНИИ

$$\eta_2 = A - Bs_c, \tag{IV.122}$$

или формулу В. Н. Щелкачева

$$\eta_2 = e^{-\alpha s_c}, \tag{IV.123}$$

где A, B и α — постоянные коэффициенты.

Для того чтобы использовать формулы (IV.122) и (IV.123) применительно к конкретным месторождениям, нужно именно для этих месторождений определить коэффициенты A, B или α, например путем изучения зональных карт неоднородности и систем разработки месторождений.

Выше указывалось, что решение проблемы повышения охвата пластов заводнением существенным образом связано с возможностью эффективного регулирования разработки, которое, пожалуй, можно выделить в самостоятельную проблему.

Одним из первых вопросов, возникших при решении проблемы регулирования разработки нефтяных месторождений и повышения охвата пластов заводнением, является вопрос о выводе из эксплуатации, т. е. отключении, обводнившихся скважин. Так, по мере продвижения водонефтяного контакта по отдель-

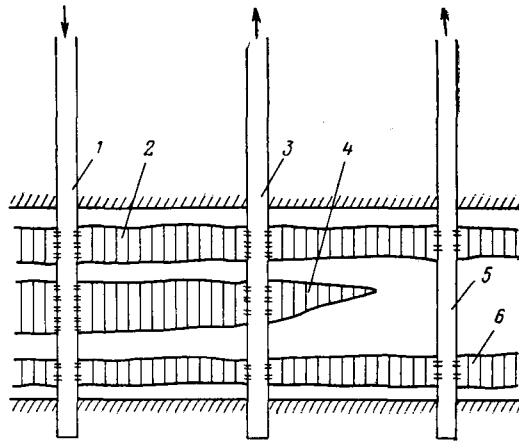


Рис. 98. Схема разреза пласта, состоящего из трех пропластков, разрабатываемого при трехрядной схеме расположения скважин:

1 — нагнетательная скважина; *2* — пропласток 1; *3* — добывающая скважина первого ряда; *4* — пропласток 2, выклинивающийся между первым и вторым рядом добывающих скважин; *5* — добывающая скважина второго ряда; *6* — пропласток 3

ным пропласткам разрабатываемого пласта добывающие скважины обводняются. Вопрос состоит в следующем: при какой обводненности продукции отключать добывающие скважины с тем, чтобы не допустить существенного снижения нефтеотдачи?

Если, например, при трехрядной системе разработки пласта средний низкопроницаемый пропласток выклинивается вблизи первого ряда добывающих скважин (рис. 98), то вывод из эксплуатации первого ряда скважин при слишком низкой обводненности приведет к очевидному снижению нефтеотдачи, если средний пропласток содержит значительные запасы нефти.

В проблеме регулирования разработки нефтяных месторождений имеется и много других еще не решенных вопросов.

Помимо указанных общих проблем разработки нефтяных месторождений с применением заводнения известен и целый ряд специальных, таких, например, как создание эффективных методов разработки низкопроницаемых, сильно неоднородных пластов, водонефтяных зон месторождений, коллекторов с высокой глинистостью, трещиновато-пористых пластов с неоднородной трещиноватостью и т. д.

Указанные проблемы могут быть решены также путем использования вместо обычного заводнения иных методов разработки нефтяных месторождений.

Контрольные вопросы

1. Выведите формулу связи между текущей добычей нефти из пласта, текущей добычей жидкости и обводненностью добываемой продукции.

2. Выведите формулу для дебита нефти в прямолинейном однородном пласте при постоянном перепаде давления с использованием модели поршневого вытеснения нефти водой.

3. По какой формуле определяют время обводнения прямолинейного однородного пласта при поршневом вытеснении нефти водой?

4. Выведите формулу для дебита воды, добываемой из слоисто-неоднородного прямолинейного пласта, при любом законе распределения абсолютной проницаемости.

5. Выведите формулу для определения водонасыщенности на фронте при непоршневом вытеснении нефти водой из прямолинейного однородного пласта. Объясните принцип графического метода определения этой водонасыщенности.

6. По какой формуле определяют время безводной эксплуатации прямолинейного пласта при непоршневом вытеснении нефти водой?

7. При заданной эмпирической зависимости текущей обводненности продукции от текущей нефтеотдачи по месторождению по какому соотношению можно определить зависимость текущей добычи нефти от времени, если различны текущие отборы жидкости из месторождения?

8. В чем различие вычисления дебитов скважин по заданным перепадам давлений от вычисления давлений по заданным дебитам скважин в трех- и пятирядных системах разработки?

9. Расскажите о недостатках разработки нефтяных месторождений с применением законтурного заводнения. В чем преимущество систем с внутриконтурным заводнением по сравнению с системами с законтурным заводнением?

Глава V

РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПЛАСТОВ С АНОМАЛЬНЫМИ СВОЙСТВАМИ

§ 1. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ЕСТЕСТВЕННЫХ РЕЖИМАХ

Нефтегазовые месторождения — это нефтяные месторождения с естественной газовой шапкой. Начальное пластовое давление в них значительно ниже давления насыщения, вследствие чего только часть газа растворена в нефти, остальная же находится над нефтью, образуя первичную газовую шапку.

Нефтегазоконденсатные месторождения — нефтегазовые месторождения, в газовой части которых содержится значительное количество жирного газа — конденсата, представляющего собой в основном смесь углеводородов C_3—C_8, а также более тяжелых. Считается, что если в 1м³ газа, находящегося в естественной газовой шапке, содержится 150—200 г конденсата или менее, то такое месторождение относят к нефтегазовым. При содержании конденсата в газовой шапке на уровне 200 г на 1 м³ газа при стандартных условиях месторождение считают нефтегазоконденсатным со средним содержанием конденсата. Содержание конденсата в газе газовой шапки свыше 600 г на один кубометр считается высоким.

Условно принимают, что если 80—90% углеводородов содержатся в природных условиях в газе, а остальная часть в жидкой фазе, т. е. в нефти, то такое месторождение считают газовым или газоконденсатным. При большем содержании углеводородов в жидкой фазе месторождение относят к нефтегазовым или к нефтегазоконденсатным.

В нефтяной части нефтегазовых месторождений находятся нефть вместе с растворенным в ней газом, а также связанная вода. В газовой части этих месторождений имеются газ и связанная вода. Есть предположения, что в газовых частях некоторых нефтегазовых месторождений вместе с газом и связанной водой может содержаться и нефть при небольшой нефтенасыщенности.

Основное требование, предъявляемое при разработке нефтегазовых месторождений как с воздействием на пласт, так и без такового, состоит в том, что нефть не должна перемещаться в сторону газовой шапки. Иначе говоря, разработка нефтегазового месторождения должна осуществляться таким образом, чтобы газонефтяной контакт не перемещался в сторону газовой шапки. Считается, что нефть, переместившаяся в газо-

вую шапку, создаст в ней остаточную нефтенасыщенность, в результате чего возникают дополнительные потери нефти в газовой шапке, где нефть будет «размазываться» по пористой среде.

При разработке нефтегазовых месторождений на естественных режимах предотвращение перемещения газонефтяного контакта в сторону газовой шапки осуществляется путем поддержания либо нулевого, либо отрицательного перепада пластового давления между нефтяной и газовой частями.

Такая разработка приводит или к недопущению отбора газа из газовой шапки, или к его существенному ограничению, если при этом допускается определенное падение пластового давления в нефтяной части залежи. Однако предотвратить полностью отбор газа из газовой шапки при разработке нефтегазовых месторождений трудно, так как при значительном распространении газовой шапки по площади месторождения образуются газовые конусы. Несмотря на принятие известных специальных мер для предотвращения прорыва газа в нефтяные скважин, количество отбираемого газа из газовой шапки нефтегазовых месторождений ограничивают в основном путем значительного уменьшения дебитов нефтяных скважин, и особенно скважин, находящихся вблизи газонефтяного контакта. Уменьшение же дебитов нефтяных скважин, с одной стороны, и необходимость по экономическим причинам поддержания достаточно высокого темпа разработки, с другой — приводят к потребности бурения повышенного числа скважин, что ухудшает экономические показатели разработки месторождения.

Для того чтобы лучше представить, что дебит нефтяных скважин должен быть действительно малым по причине недопущения подтягивания газовых конусов, рассмотрим упрощенную теорию образования газовых конусов. Допустим, что неф-

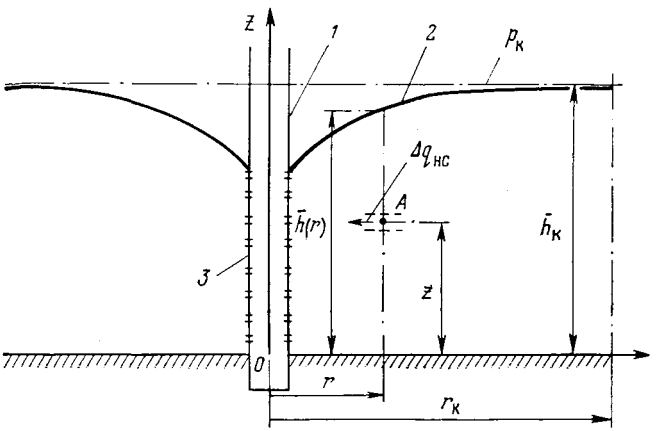


Рис. 99. Схема притока нефти к скважине нефтегазового месторождения: *1* — скважина; *2* — поверхность газонефтяного контакта; *3* — перфорированная часть

тяная часть нефтегазового месторождения снизу ограничивается подошвой пласта, т. е. не подстилается водой. Приток нефти в скважину, вскрывшую нефтяную часть нефтегазового месторождения по высоте $\bar{h}_c$, отсчитываемой от подошвы пласта, происходит с образованием газового конуса (рис. 99). Высота столба нефти на некотором расстоянии r от центра скважины равна $\bar{h}=\bar{h}(r)$. На условном контуре питания при $r=r_к$ $\bar{h}=\bar{h}_к$. Будем считать фазовую проницаемость пласта для нефти $k_{фн}$ равной k. Дебит нефти $\Delta q_{нс}$, проникающей в скважину в радиальном направлении по высоте $\Delta\bar{h}$, приближенно считая его происходящим в горизонтальном направлении, можно определить следующим образом:

$$\Delta q_{нс}=2\pi r\Delta\bar{h}\,\frac{k}{\mu_н}\,\frac{\partial p}{\partial r}. \tag{V.1}$$

В соответствии с рис. 99 для давления $p(r, z)$ в точке A, через которую проходит элементарный поток нефти, находящейся на расстоянии r от центра скважины и на высоте z, отсчитываемой от подошвы пласта, имеем следующее выражение:

$$p(r, z)=p_к+\gamma_г[\bar{h}_к-\bar{h}(r)]+\gamma_н[h(r)-z], \tag{V.2}$$

где $p_к$ — давление в газовой части месторождения вблизи рассматриваемой скважины; $\gamma_н$ и $\gamma_г$ — удельные веса соответственно нефти и газа.

Дифференцируя давление $p(r, z)$ по радиусу, на основе (V.2) получим

$$\frac{\partial p}{\partial r}=\Delta\gamma\,\frac{\partial\bar{h}}{\partial r};\qquad \Delta\gamma=\gamma_н-\gamma_г. \tag{V.3}$$

Подставляя (V.3) в (V.1) и устремляя $\Delta\bar{h}\longrightarrow 0$, $\Delta q_{нс}\longrightarrow 0$, имеем

$$dq_{нс}=2\pi r\,\frac{k}{\mu_н}\,d\bar{h}\Delta\gamma\,\frac{d\bar{h}}{dr}. \tag{V.4}$$

Проинтегрировав (V.4) по $d\bar{h}$ и считая $d\bar{h}/dr$ мало зависящим от $\bar{h}$, получим

$$q_{нс}=2\pi r\,\frac{k\Delta\gamma}{\mu_н}\,\bar{h}\,\frac{d\bar{h}}{dr}. \tag{V.5}$$

Интегрируя (V.5) еще раз и соблюдая граничные условия $\bar{h}=\bar{h}_к$ при $r=r_к$, $\bar{h}=\bar{h}_c$ при $r=r_c$, получим окончательную формулу для предельного безгазового дебита $q_{нс}=\bar{q}_{нс}$, т. е. такого дебита, при котором высота столба нефти при $r=r_c$ равна $\bar{h}_c$ и в скважину притекает только нефть:

$$\bar{q}_{нс}=\frac{\pi k\Delta\gamma\,(\bar{h}_к^2-\bar{h}_c^2)}{\mu_н\ln\dfrac{r_к}{r_c}}. \tag{V.6}$$

Оценим предельный безгазовый дебит нефти по формуле (V.6). Имеем

$$\Delta\gamma(\bar{h}_к^2-\bar{h}_с^2)=2\Delta\gamma\bar{h}_{ср}(\bar{h}_к-\bar{h}_с),\qquad \bar{h}_{ср}=\frac{\bar{h}_к+\bar{h}_с}{2}. \tag{V.7}$$

Следовательно, формулу (V.6) можно записать с учетом (V.7) в виде

$$\bar{q}_{нс}=\frac{2\pi k h_{ср}\Delta\gamma\Delta\bar{h}}{\mu_н \ln\frac{r_к}{r_с}}. \tag{V.8}$$

От обычной формулы Дюпюи для напорной фильтрации нефти формула (V.8) отличается тем, что в нее входит $\Delta\gamma\Delta h$ вместо $\Delta p_с=p_к-p_с$.

Поэтому сравним $\Delta\gamma\Delta h$ с встречающимися в практике разработки нефтяных месторождений величинами $\Delta p_с$.

Пусть $\Delta\gamma=0{,}8\cdot10^4$ Н/м^3, $\Delta h=10$ м. Тогда $\Delta\gamma\Delta h=0{,}8\cdot10^4\cdot10=0{,}8\cdot10^5$ Н/м^2=0,08 МПа.

В практике же разработки нефтяных месторождений $\Delta p_с$ составляет, как правило, несколько мегапаскалей. Таким образом, предельный безгазовый дебит нефтяных скважин нефтегазовых месторождений оказывается меньше обычных дебитов нефтяных скважин чисто нефтяных месторождений в несколько десятков раз. Это обстоятельство и приводит к необходимости сильного уплотнения сетки скважин (до $3—4\cdot10^4$ м^2/скв) с целью обеспечения заданного темпа разработки нефтегазового месторождения без воздействия на пласт.

В некоторых особых случаях, например при необходимости отбора безводной продукции, если во время заводнения нефтегазового месторождения образуются стойкие водонефтяные эмульсии, в случаях весьма ценных нефтей, можно разрабатывать неглубоко залегающие нефтегазовые месторождения без заводнения при плотной сетке скважин. Однако такая разработка нефтегазовых месторождений во всех других случаях экономически не оправдана и, кроме того, ведет, по сути дела, к консервации газа в газовой шапке. Поэтому возникает необходимость разработки этих месторождений с воздействием на пласт.

Расчет процесса разработки нефтегазового месторождения без воздействия на пласт осуществляют по той же методике, что и расчет разработки нефтяного месторождения с вторичной газовой шапкой. Эта методика дана в гл. III.

Разработка нефтегазоконденсатного месторождения. Пусть имеем однопластовое месторождение (рис. 100), приуроченное к антиклинальной складке. Продуктивный пласт выклинивается непосредственно за водонефтяным контактом, так что месторождение можно считать замкну-

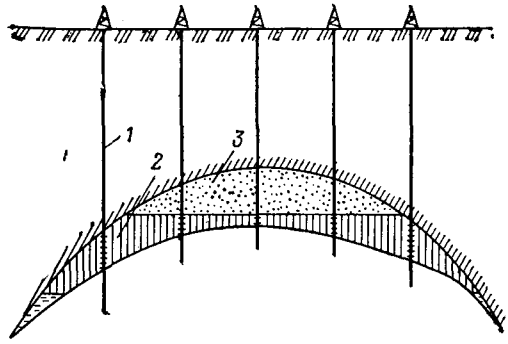


Рис. 100. Разрез нефтегазоконденсатного месторождения:

1 — добывающие скважины; *2* — нефтяная часть месторождения; *3* — газоконденсатная часть месторождения (первичная газовая шапка).

тым. В условиях природного залегания месторождение имеет первичную газовую шапку, в газе которой содержится большое количество конденсата. Кроме того, значительное количество углеводородов C_3—C_8, т. е. по сути дела конденсата, имеется и в нефти в растворенном состоянии.

Рассматриваемое месторождение можно считать месторождением легкой нефти с газоконденсатной шапкой. Однако для краткости будем называть его нефтегазоконденсатным.

Приток газа и нефти к скважинам можно определять по формулам напорной или безнапорной радиальной фильтрации. Однако разработку месторождения в целом рассмотрим с использованием общих фазовых соотношений и формул многокомпонентного материального баланса.

Прежде всего разобьем углеводородный состав месторождения на три группы: газ, в который входит в основном метан; конденсат, состоящий главным образом из углеводородов C_3—C_9, и нефть, содержащую углеводороды C_{10} и выше.

Газ как компонент будем помечать индексом 1, конденсат — индексом 2 и соответственно нефть — индексом 3. Первый и второй компоненты находятся как в газовой фазе, так и в жидкой. Содержанием нефти в газе будем пренебрегать. Отсюда имеем следующие соотношения:

$$N_1 = G_1 + L_1; \qquad N_2 = G_2 + L_2; \qquad N_3 = L_3, \tag{V.9}$$

где N_1, N_2, N_3 — общие массы компонентов в месторождении в целом; G_1, G_2 и L_1, L_2, L_3 — массы компонентов соответственно в газовой и жидкой фазах.

Будем считать, что второй компонент, т. е. конденсат, неограниченно растворяется в третьем, т. е. в нефти, первый же компонент — газ растворяется в третьем компоненте по закону Генри. Таким образом

$$L_1/L_3 = \alpha\bar{p}. \tag{V.10}$$

Как и в гл. III, имеем соотношение для суммы объемов компонентов в жидкой фазе в виде

$$\frac{L_1}{\rho_{1к}}+\frac{L_2}{\rho_{2к}}+\frac{L_3}{\rho_3}=\bar{s}_ж V_{оп}, \qquad (V.11)$$

где $\bar{s}_ж$ — средняя насыщенность пласта жидкими углеводородами; $\rho_{1к}$, $\rho_{2к}$ — кажущиеся плотности первого и второго компонентов, растворенных в третьем; ρ_3 — плотность третьего компонента; $V_{оп}$ — объем пласта, охваченный процессом разработки.

Процесс разработки месторождения будем считать изотермическим. Уравнение состояния реального газа применительно к рассматриваемому месторождению имеет вид

$$(1-\bar{s}_ж)V_{оп}=\frac{(G_1+G_2)p_{ат}\varphi_{ср}}{\rho_{гат}\bar{p}}, \qquad (V.12)$$

где p — среднее пластовое давление.

Система уравнений (V.9) — (V.12) незамкнутая. Для ее замыкания необходимо учитывать соотношение, определяющее массовое содержание конденсата в газе газовой шапки.

Строго говоря, для определения фазового состояния углеводородов в продуктивном пласте следует использовать более общие фазовые соотношения, нежели соотношения, определяемые законом Генри и уравнением состояния реальных газов в виде (V.12). К таким уравнениям относятся уравнения фазовых концентраций, равновесия и более общие уравнения газового состояния. Однако для приближенных расчетов разработки нефтегазоконденсатных месторождений можно пользоваться более простыми соотношениями (V.10), (V.12).

Чтобы понять характер процесса, происходящего в газовой шапке нефтегазоконденсатного месторождения со снижением пластового давления, используем бомбу pVT (рис. 101), в кото-

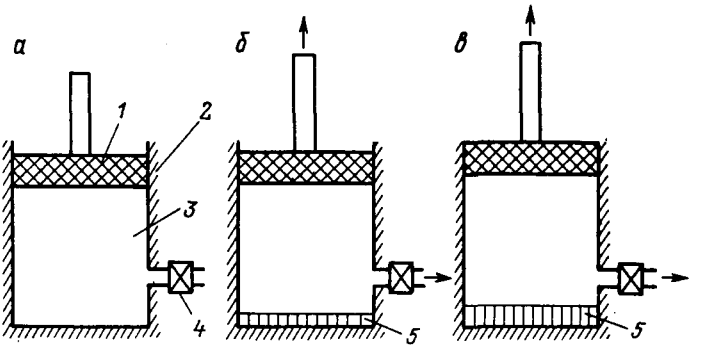


Рис. 101. Схема выпадения конденсата в бомбе pVT:
1 — поршень; *2* — корпус бомбы; *3* — конденсатосодержащий газ; *4* — вентиль; *5* — жидкий конденсат

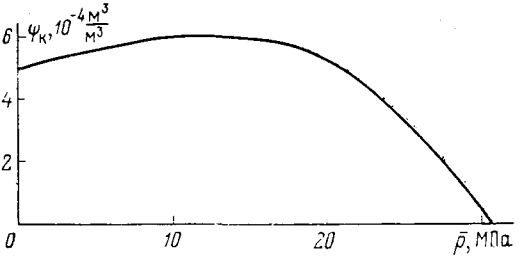


Рис. 102. Изотерма конденсации

рую помещен газ с конденсатом при начальном пластовом давлении $\bar{p}=\bar{p}_0$ (рис. 101, *а*). Газ с растворенным в нем конденсатом в этом случае состоит из одной фазы. В момент времени $t=0$ из бомбы извлекают некоторое количество газа вместе с конденсатом через вентиль *4*. Кроме того, поршень *1* также может совершить движение вверх. В результате извлечения газа и конденсата и вследствие некоторого подъема поршня давление в бомбе снизится по сравнению с начальным и в нижней ее части появится слой конденсата (см. рис. 101, *б*). При дальнейшем извлечении этой смеси давление снизится в большей степени и увеличится количество конденсата, отложившегося в нижней части бомбы (см. рис. 101, *в*).

Образование жидкой углеводородной фазы в резервуаре со снижением давления за счет постепенного отбора из резервуара углеводородов называется дифференциальной конденсацией.

Отношение массы конденсировавшихся углеводородов к массе углеводородного газа, их содержавшего, зависит при изотермическом процессе от давления. Такая зависимость называется изотермой конденсации. Она имеет вид, показанный на рис. 102. Некоторое снижение отношения $\psi_к$ — массы конденсировавшихся углеводородов к массе газа — связано с обратным (ретроградным) испарением конденсата.

Для расчета процесса разработки нефтегазоконденсатного месторождения важно знать свойственную данному месторождению изотерму конденсации, которую получают в результате лабораторного моделирования процесса истощения нефтегазоконденсатных месторождений в бомбах pVT или на установках с пористой средой.

Для замыкания системы соотношений (V.9)—(V.12) необходимо знать зависимость

$$G_2/G_1=f(\bar{p}_0-\bar{p}), \qquad \text{(V.13)}$$

которую строят с учетом изотермы конденсации для каждого конкретного месторождения.

Если зависимость (V.13) известна, то система соотношений для расчета разработки нефтегазоконденсатного месторождения (V.9)—(V.13) замкнутая. В этих соотношениях α, $\rho_{1к}$, $\rho_{2к}$,

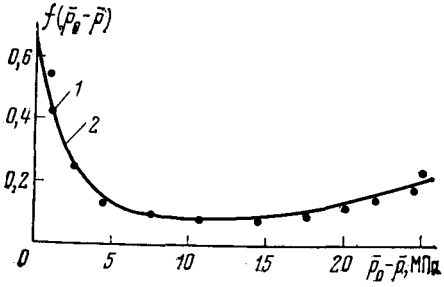


Рис. 103. Зависимость $f(\bar{p}_0-\bar{p})$ от $\bar{p}_0-\bar{p}$:
1 — экспериментальные точки; *2* — расчетная кривая

ρ_3, $V_{оп}$, $p_{ат}$, $\varphi_{ср}$, $\rho_{гат}$ — константы. Если величины N_1, N_2, N_3 и функция $f(\bar{p}-\bar{p}_0)$ заданы, то имеем семь уравнений для определения семи неизвестных: G_1, G_2, L_1, L_2, L_3, $\bar{s}_ж$, $\bar{p}$. В зависимости от вида функции $f(\bar{p}-\bar{p}_0)$ эту систему уравнений можно решить либо в конечном виде, либо с использованием итераций. Величины N_1, N_2, N_3 необходимо знать за каждый момент времени. Любая из них равна ее начальному значению, за вычетом добытого компонента с учетом количества выпадающего конденсата в газонасыщенной части пласта.

Пример V.1. Пусть имеем нефтегазоконденсатное однопластовое месторождение, разрез которого изображен на рис. 100. Продуктивный нефтегазоносный пласт представляет собой замкнутый резервуар. Объем пласта, охваченный разработкой, $V_{оп}=600\cdot10^6$ м³. Начальное среднее пластовое давление $\bar{p}_0=30$ МПа. В газонасыщенной части содержалось при начальном давлении $\bar{p}=\bar{p}_0=800\cdot10^{-6}$ м³ конденсата на 1 м³ газа в стандартных условиях. Плотность газа в стандартных условиях $\rho_{г\,ат}=0{,}85\cdot10^{-3}$ т/м³, плотность жидкого конденсата $\rho_{2к}=0{,}7$ т/м³, плотность компонента 3 (нефти) $\rho_3=0{,}85$ т/м³, кажущаяся плотность газа $\rho_{1к}=0{,}3$ т/м³, коэффициент растворимости газа $\alpha=10^{-2}$т/(т·МПа).

При начальном средневзвешенном пластовом давлении $\bar{p}_0$ в пласте содержалось: компонента 1 (газа) $N_{01}=85\cdot10^6$ т, компонента 2 (конденсата) $N_{02}=112{,}73\cdot10^6$ т, в том числе в газовой шапке $G_{02}=50{,}07\cdot10^6$ т, компонента 3 (нефти) $N_{03}=30\cdot10^6$ т.

Функция содержания конденсата в газе имеет следующий вид:

$$f(\bar{p}_0-\bar{p})=0{,}6588\left[e^{-0{,}3911\,(\bar{p}_0-\bar{p})}+10{,}5\cdot10^{-3}(\bar{p}_0-\bar{p})\right].$$

Вид этой зависимости показан на рис. 103. В начальных условиях в пласте находилось нефти $N_н=L_{02}+L_{03}=(N_{02}-G_{02})+L_{03}=(112{,}73\cdot10^6-50{,}07\cdot10^6)+30\cdot10^6=92{,}66\cdot10^6$ т.

Текущая годовая добыча нефти изменяется со временем t следующим образом:

$$q_н=0{,}3089\cdot10^6\,t,\ \text{т/год}.$$

При этом

$$q_2=0{,}2089\cdot10^6\,t,\ \text{т/год},$$

$$q_3=0{,}1\cdot10^6\,t,\ \text{т/год}.$$

Текущая добыча газа также линейно нарастает со временем.

Требуется определить значения коэффициентов компонентоотдачи η_1, η_2 и η_3, количество выпавшего в пласте конденсата (компонента 2) после десятилетней разработки месторождения на естественном режиме и изменение со временем средней насыщенности пласта жидкой углеводородной фазой $\bar{s}_ж$. При этом формулу закона изменения во времени t средневзвешенного пластового

давления будем считать заданной в виде

$$\bar{p} = \bar{p}_0 - 1{,}5t.$$

Расчет процесса разработки нефтегазоконденсатного месторождения при известном законе изменения во времени средневзвешенного пластового давления существенно упрощается.

Приступая к решению рассматриваемой задачи, вычислим вначале накопленную добычу компонента 3 (нефти) Q_3. Имеем

$$Q_3 = \int_0^{10} q_3(t)\,dt = \int_0^{10} 0{,}1\cdot 10^6 \frac{t^2}{2} = 0{,}1\cdot 10^6 \frac{100}{2} = 5\cdot 10^6 \text{ т};$$

$$L_3 = N_{03} - Q_3 = 30\cdot 10^6 - 5\cdot 10^6 = 25\cdot 10^6 \text{ т}.$$

Через 10 лет имеем

$$\bar{p} = \bar{p}_0 - 1{,}5\cdot 10 = 30 - 15 = 15 \text{ МПа}.$$

По формуле (V.10)

$$L_1 = L_3 \alpha \bar{p} = 25\cdot 10^6 \cdot 10^{-2}\cdot 15 = 3{,}75\cdot 10^6 \text{ т}.$$

Накопленная добыча компонента 2 вместе с нефтью за 10 лет

$$Q_2 = \int_0^{10} 0{,}2089\cdot 10^6 \frac{t^2}{2} = 10{,}445\cdot 10^6 \text{ т}.$$

Следовательно,

$$L_2 = L_{02} - Q_2 = 62{,}66\cdot 10^6 - 10{,}445\cdot 10^6 = 52{,}215\cdot 10^6 \text{ т}.$$

По формуле (V.11) можем установить $\bar{s}_ж$. Имеем

$$\bar{s}_ж = \frac{1}{6\cdot 10^8}\left(\frac{3{,}75\cdot 10^6}{0{,}3} + \frac{52{,}215\cdot 10^6}{0{,}7} + \frac{25\cdot 10^6}{0{,}85}\right) = 0{,}194.$$

По формуле (V.12) определим $G_1 + G_2$. Получим

$$G_1 + G_2 = \frac{(1-\bar{s}_ж)\,V_{оц}\rho_{гат}\bar{p}}{p_{ат}\Phi_{ср}} = \frac{0{,}806\cdot 6\cdot 10^8\cdot 0{,}85\cdot 10^{-3}\cdot 15}{0{,}1\cdot 0{,}9} = 68{,}51\cdot 10^6 \text{ т}.$$

В то же время на основе приведенной в условии задачи зависимости $f = f(\bar{p}_0 - \bar{p})$

$$\frac{G_2}{G_1} = 0{,}6588\left[e^{-0{,}3911\cdot 15} + 10{,}5\cdot 10^{-3}\cdot 15\right] = 0{,}1056.$$

Таким образом

$$G_1 + G_2 = 68{,}51\cdot 10^6; \qquad \frac{G_2}{G_1} = 0{,}1056.$$

Отсюда

$$G_1 = 61{,}97\cdot 10^6 \text{ т}; \qquad G_2 = 6{,}54\cdot 10^6 \text{ т};$$

$$N_1 = L_1 + G_1 = 3{,}75\cdot 10^6 + 61{,}97\cdot 10^6 = 65{,}72\cdot 10^6 \text{ т}.$$

Количество добытого газа (компонента 1)

$$Q_г = N_{01} - N_1 = 85\cdot 10^6 - 65{,}72\cdot 10^6 = 19{,}28\cdot 10^6 \text{ т}.$$

Следовательно

$$\eta_{1\text{ком}} = \frac{19{,}28 \cdot 10^6}{85 \cdot 10^6} = 0{,}227;$$

$$\eta_{3\text{ком}} = \frac{5 \cdot 10^6}{30 \cdot 10^6} = 0{,}167.$$

Из условия задачи известно, что добыча газа в течение 10 лет нарастает линейно. Причем, что добыча газа из газовой шапки также изменяется со временем по линейному закону.

При начальном пластовом давлении в растворенном в нефти состоянии находилось

$$L_{01} = \alpha \bar{p}_0 L_{03} = 9 \cdot 10^6 \text{ т газа},$$

Вместе с нефтью добыто

$$Q_{\text{гн}} = (9 - 3{,}75)\, 10^6 = 5{,}25 \cdot 10^6 \text{ т газа}.$$

Из газовой шапки, следовательно, добыто $(19{,}28 - 5{,}25)\, 10^6 = 14{,}03 \cdot 10^6$ т газа.

Текущая добыча газа из газовой шапки выражается следующим образом:

$$q_{\text{гш}} = at.$$

Тогда

$$Q_{\text{гш}} = a \int_0^t t dt = \frac{at^2}{2};$$

$$a = \frac{14{,}03 \cdot 10^6}{50} = 0{,}2806 \cdot 10^6;$$

$$Q_{2\text{г}} = \int_0^t q_{\text{гш}}(t)\, f(\bar{p}_0 - \bar{p})\, dt = 0{,}1849 \cdot 10^6 \left[\frac{1}{0{,}5867^2} (1 - e^{-0{,}5867t}) - \right.$$

$$\left. - \frac{1}{0{,}5867} t\, e^{-0{,}5867t} + 5{,}25 \cdot 10^{-3} t^3 \right].$$

При $t = 10$ лет

$$Q_{2\text{г}} = 1{,}5 \cdot 10^6 \text{ т}.$$

Количество выпавшего в газовой шапке конденсата

$$G_{2\text{в}} = G_{02} - G_2 - Q_{2\text{г}} = (50{,}07 - 6{,}54 - 1{,}5) \cdot 10^6 = 42{,}03 \cdot 10^6 \text{ т}.$$

Таким образом, конденсатоотдача из газовой шапки

$$\eta_{\text{кон}} = \frac{1{,}5 \cdot 10^6}{50{,}07 \cdot 10^6} \approx 0{,}03 = 3\%.$$

На рис. 104 показан график изменения в течение 10 лет средневзвешенного пластового давления $\bar{p}$ и количества выпавшего в пласте конденсата.

§ 2. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПЛАСТ

Разработка нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений при естественных режимах приводит к целому ряду трудностей, связанных главным образом с невозможностью

достижения высокого темпа отбора нефти из пластов без резкого уплотнения сеток скважин, высокими газовыми факторами в нефтяных скважинах, ограничением отбора газа из газовых шапок, выпадением конденсата в пористой среде пластов. Устранить эти трудности можно путем перехода на разработку месторождений с воздействием на пласт.

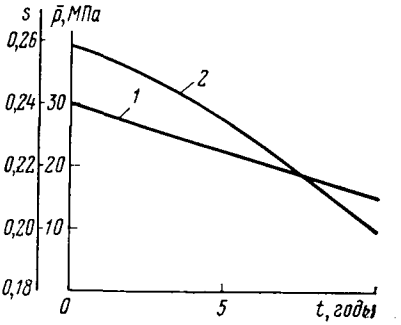


Рис. 104. График изменения во времени пластового давления и количества выпавшего в пласте конденсата:

1 — средневзвешенное пластовое давление *p*; *2* — средняя насыщенность *s* пласта жидкими компонентами

При разработке нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений в основном используют следующие специальные системы разработки с воздействием на пласт:

1) система разработки, сочетающая барьерное заводнение с законтурным заводнением;

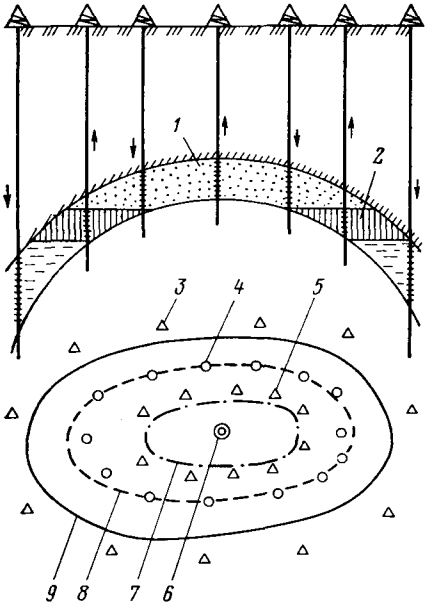
2) система разработки, сочетающая барьерное заводнение с внутриконтурным и при необходимости законтурным заводнением нефтяной части месторождения.

В процессе разработки нефтегазоконденсатных месторождений можно применять также систему, предусматривающую сочетание барьерного заводнения с внутриконтурным заводнением нефтяной части месторождения и закачки газа в его газоконденсатную часть или внутриконтурное заводнение этой части месторождения.

Первую из упомянутых систем используют при разработке нефтегазовых месторождений, имеющих сравнительно небольшую по размерам нефтяную часть, которую называют нефтяной оторочкой. На эту оторочку вследствие ее небольшой ширины можно пробурить только один — три ряда добывающих скважин. На рис. 105 показана в разрезе и в плане схема расположения скважин при использовании этой системы разработки. Водонагнетательные скважины барьерного заводнения *5* отсекают газовую часть месторождения от нефтяной части. После закачки воды в такие скважины снижается прорыв газа из газовой шапки в добывающие скважины, что препятствует перемещению газонефтяного контакта в газонасыщенную область пласта и в определенной степени позволяет осуществлять независимую разработку газовой и нефтяной частей месторождения.

Применение барьерного заводнения позволяет снизить газовый фактор нефтяных скважин по сравнению с разработкой нефтегазовых месторождений без воздействия на пласт примерно в 1,2—1,5 раза.

Вторая из упомянутых систем предназначена для разработ-



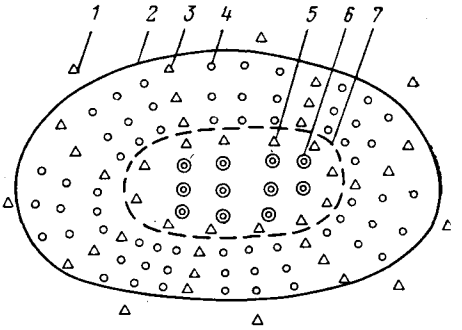


Рис. 106. Схема системы разработки нефтегазового месторождения с сочетанием барьерного, законтурного и внутриконтурного заводнений:

1 — законтурные нагнетательные скважины; *2* — внешний контур нефтеносности; *3* — скважины внутриконтурного заводнения; *4* — нефтедобывающие скважины; *5* — скважины барьерного заводнения; *6* — газодобывающие скважины; *7* — внешний контур газоносности

Рис. 105. Схема системы разработки нефтегазового месторождения с сочетанием законтурного и барьерного заводнений:

1 — газонасыщенная часть месторождения; *2* — нефтяная оторочка; *3* — законтурные нагнетательные скважины; *4* — нефтедобывающие скважины; *5* — нагнетательные скважины барьерного заводнения; *6* — газодобывающие скважины; *7* — внутренний контур газоносности; *8* — внешний контур газоносности; *9* — внешний контур нефтеносности

ки крупных нефтегазовых месторождений, нефтяные части которых вследствие их значительных размеров нецелесообразно разрабатывать только путем барьерного заводнения. На рис. 106 показана схема системы разработки нефтегазового месторождения второго типа. Нефтенасыщенная часть месторождения, схематично показанная на рис. 106, имеет большую ширину, так что в этой части можно разместить много полос трехрядной системы разработки с расстояниями между скважинами 500—600 м. Как и в случае системы разработки нефтегазовых месторождений первого типа, при барьерном заводнении искусственно отделяется газонасыщенная часть месторождения от его нефтенасыщенной части, что способствует осуществлению их независимой разработки без опасения перемещения нефти в газонасыщенную часть и без потери нефти в этой части.

В некоторых случаях с целью дальнейшего снижения прорывов газа из газовой шапки в нефтяные скважины бурят не один, а два барьерных ряда водонагнетательных скважин, отсекающих газонасыщенную часть месторождения от нефтенасыщенной. Это приводит к еще большему снижению газовых факторов нефтяных скважин по сравнению с этим показателем при однорядном барьерном заводнении.

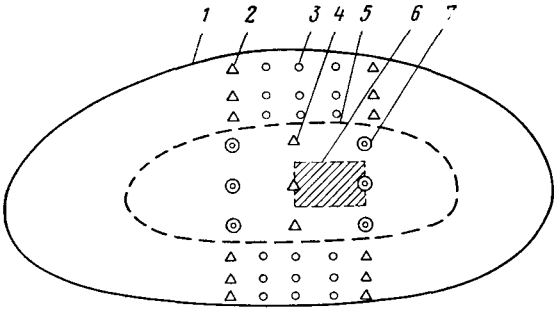


Рис. 107. Схема системы разработки нефтегазоконденсатного месторождения с внутриконтурным заводнением нефтяной и газоконденсатной частей:

1 — внешний контур нефтеносности; *2* — нагнетательные скважины внутриконтурного заводнения нефтяной части; *3* — нефтедобывающие скважины; *4* — нагнетательные скважины внутриконтурного заводнения газоконденсатной части; *5* — внешний контур газоносности; *6* — элемент системы разработки газоконденсатной части; *7* — газодобывающие скважины

Барьерное заводнение в определенной степени способствует снижению темпа падения давления в газонасыщенной части месторождения при умеренных отборах газа из нее. Если же разрабатываемое месторождение по соотношению пластовых углеводородов близко к газовому или газоконденсатному с нефтяной оторочкой, то главной продукцией такого месторождения будет газ или газ и конденсат, которые необходимо интенсивно извлекать из недр. Барьерное заводнение, если газовая или газоконденсатная часть месторождения обширна, может не обеспечивать компенсацию отбора углеводородов. Пластовое давление в газовой или газоконденсатной части будет падать, хотя и медленнее, чем при режиме истощения, а конденсат будет осаждаться в пористой среде. Для полного поддержания пластового давления в газоконденсатной части месторождения необходимо воздействие именно на эту ее часть путем закачки в нее воды, газа или газоводяных смесей. Заводнение газоконденсатной части нефтегазоконденсатного месторождения можно осуществлять с применением рядной схемы расположения скважин. На рис. 107 показана схема системы разработки нефтегазоконденсатного месторождения с применением трехрядной схемы расположения скважин на нефтенасыщенной его части с барьерным заводнением и однорядной схемы на газоконденсатной части месторождения. При вытеснении как нефти, так и газа вместе с конденсатом из пласта водой, т. е. при разработке путем заводнения нефтегазоконденсатного месторождения в целом, конечный коэффициент вытеснения газоконденсатной смеси водой $\eta_{к1}$ достигает порядка 0,75.

Лабораторные опыты показывают, что вытеснение газоконденсатной смеси водой происходит почти поршневым образом, так что в заводненной области пласта остается практически неподвижный защемленный газ вместе с конденсатом, который

трудно извлечь из пласта после заводнения. Известно, что газоотдача во время разработки газовых месторождений на режиме истощения достигает 0,92—0,95. Газоотдача же при разработке газоконденсатных месторождений на этом режиме составляет примерно указанную выше величину. Однако при этом вместе с газом из пласта извлекается только до 45—50% конденсата от его первоначального содержания в газе. Остальной конденсат выпадает в пористой среде и остается неподвижным. Если рассматривать суммарное извлечение углеводородов из газоконденсатной части, включая газ и конденсат, при режиме истощения, то на один стандартный 1 м³ газа вместе с конденсатом, содержащимся в пласте до начала разработки, будет извлечено следующее количество углеводородов: газа $Q_г = \eta_{к1}\rho_{01}$, конденсата $Q_к = \eta_{к2} f_{02}\rho_2$.

Здесь $\eta_{к1}$ — конечная газоотдача; ρ_{01} — плотность газа в стандартных условиях; $\eta_{к2}$ — конечная конденсатоотдача; f_{02} — начальное содержание конденсата в газе; ρ_2 — плотность конденсата.

Для количественной оценки извлечения газа и конденсата примем

$\eta_{к1} = 0{,}9$; $\rho_{01} = 0{,}85$ кг/м³; $\eta_{к2} = 0{,}5$;

$f_{02} = 0{,}5 \cdot 10^{-3}$ м³/м³; $\rho_2 = 0{,}6 \cdot 10^3$ кг/м².

Тогда количество извлекаемых углеводородов, приходящихся на 1 м³ газа, первоначально содержащегося в пласте, составит

$$Q_{у1} = Q_{г1} + Q_{к1} = 0{,}9 \cdot 0{,}85 + 0{,}5 \cdot 0{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}6 \cdot 10^3 = 0{,}915 \text{ кг}.$$

Оценим, какое количество углеводородов $Q_{у2}$, приходящихся на стандартный 1 м³ газа, первоначально содержавшийся в пласте, будет извлечено при заводнении газоконденсатной части месторождения с учетом того, что конечный коэффициент вытеснения углеводородов при заводнении составит $\eta_{к1} = \eta_{к2} = \eta_к = 0{,}8$. Имеем при тех же исходных данных, что и в случае разработки газоконденсатной части пласта на режиме истощения,

$$Q_{у2} = \eta_к \rho_{01} + \eta_к f_{02}\rho_2 = 0{,}8 \cdot 0{,}85 + 0{,}8 \cdot 0{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}6 \cdot 10^3 = 0{,}920 \text{ кг}.$$

Таким образом, можно заключить, что при заводнении газоконденсатной части месторождения получают на 1 м³ газа, первоначально содержавшегося в пласте, дополнительно всего на 0,005 кг больше углеводородов, чем при режиме истощения. Из изложенного следует, что заводнение газоконденсатного месторождения или газоконденсатной части нефтегазоконденсатного месторождения не всегда однозначно способствует увеличению суммарного извлечения углеводородов — конденсатоотдача может быть увеличена, но газоотдача уменьшится.

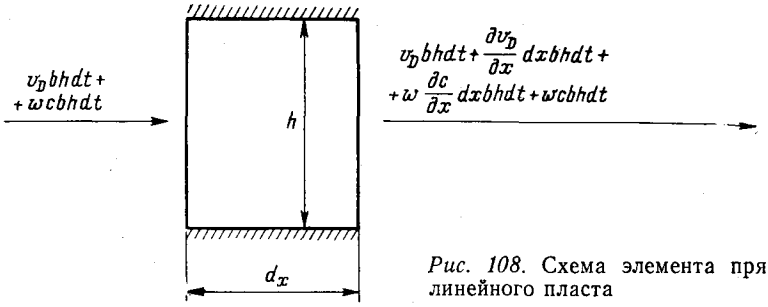


Рис. 108. Схема элемента прямолинейного пласта

Газоконденсатная часть месторождений может разрабатываться также с поддержанием пластового давления путем нагнетания в нее сухого углеводородного газа. Пусть при этом применена однорядная схема расположения скважин, элемент которой выделен на рис. 107 штриховкой. В таком элементе вытесняется жирный газ, содержащий конденсат, сухим газом, закачиваемым в нагнетательную скважину. Будем приближенно считать процесс вытеснения газа прямолинейным, не поршневым, так как на контакте газов будут происходить молекулярная и конвективная диффузии.

Молекулярная диффузия обусловлена хаотическим движением молекул смешивающихся газов, а конвективная — различием истинных скоростей движения частичек газа в порах пласта. Конвективная диффузия зависит от средней скорости движения контакта смешивающихся газов.

Уравнение молекулярной и конвективной диффузии получают аналогично уравнениям массопереноса в пористой среде с учетом баланса вещества, диффундирующего в элементарный объем пласта и из него, а также вещества, переносимого вместе с потоком газов. Для вывода этого уравнения в прямолинейном пласте рассмотрим элементарный объем $bhdx$ (рис. 108). Через левую грань элементарного объема входит вещество с концентрацией $c(x, t)$, а через правую грань оно выходит. За время dt за счет диффузии поступит количество вещества, равное $v_D bhdt$ (v_D — скорость диффузионного переноса вещества), а за счет фильтрационного потока — $wcbhdt$. Через правую грань за счет диффузии с фильтрационным потоком выносится следующее количество вещества:

$$v_D bhdt + \frac{\partial v_D}{\partial x} dxbhdt + w \frac{\partial c}{\partial x} dxbhdt + wcbhdt.$$

В элементарном объеме пласта за время dt накопится количество вещества, равное

$$\frac{\partial c}{\partial t} bhdxdt.$$

Рассматривая приращения вещества с концентрацией $c(x, t)$ в элементарном объеме пласта, получим дифференциальное уравнение

$$\frac{\partial c}{\partial t} = -\frac{\partial v_D}{\partial x} - w\frac{\partial c}{\partial x}. \tag{V.14}$$

Скорость диффузии вещества в пористой среде можно определить по формуле закона Фика, если вместо коэффициента молекулярной диффузии D_0 использовать коэффициент эффективной, суммарной диффузии D_E, учитывающий как молекулярную, так и конвективную диффузию. Получим

$$D_E = D_0 + D_к, \tag{V.15}$$

где $D_к$ — коэффициент конвективной диффузии.

Тогда формула закона диффузии примет следующий вид:

$$v_D = -D_E\frac{\partial c}{\partial x}. \tag{V.16}$$

Подставив (V.16) в (V.14), получим уравнение диффузии веществ в пористой среде прямолинейного пласта:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x}\left(D_E\frac{\partial c}{\partial x}\right) - w\frac{\partial c}{\partial x}. \tag{V.17}$$

Введем так называемую подвижную систему координат, определяемую переменными

$$\xi = x - wt; \qquad \tau = t. \tag{V.18}$$

На основе (V.18) имеем

$$\frac{\partial c}{\partial x} = \frac{\partial c}{\partial \xi}; \qquad \frac{\partial c}{\partial t} = -w\frac{\partial c}{\partial \xi} + \frac{\partial c}{\partial \tau}. \tag{V.19}$$

Подставив (V.19) в (V.17), получим уравнение диффузии в прямолинейном пласте в подвижной системе координат:

$$\frac{\partial c}{\partial \tau} = \frac{\partial}{\partial \xi}D_E\frac{\partial c}{\partial \xi}. \tag{V.20}$$

Вытеснение газа газом из пористой среды пластов происходит таким образом, что вследствие диффузии первоначальный контакт газ — газ (рис. 109) размывается. Так, при вытеснении из пласта жирного газа сухим в момент времени t_1 концентрация сухого газа в его смеси с жирным изменялась таким образом, как это показано на рис. 109 (см. кривую *1*). В этот момент времени длина зоны смешения равна $2\lambda_1$. При $t = t_2$ распределение концентрации сухого газа в его смеси с жирным газом таково, что длина зоны смешения составит $2\lambda_2$ и т. д.

Это означает, что при подходе к линии добывающих скважин зона смешения может стать достаточно большой и для полной замены в пласте жирного газа сухим понадобится про-

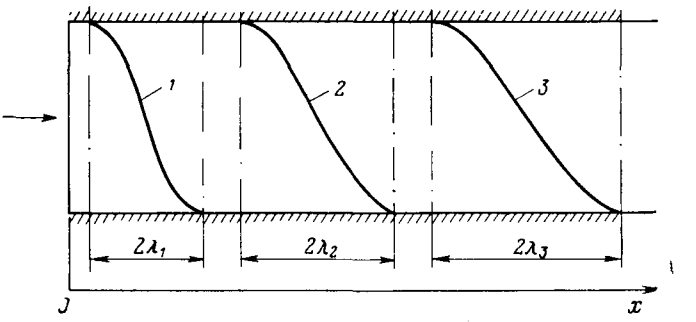


Рис. 109. Кривые распределения концентрации $c(x, t)$ сухого газа в его смеси с жирным:
$1 - c(x, t_1)$; $2 - c(x, t_2)$; $3 - c(x, t_3)$

качивать через пласт объем сухого газа, существенно превышающий поровый объем пласта. Технологически процесс вытеснения из пласта жирного газа сухим осуществляют таким образом, что на поверхности выделяют из газа конденсат, т. е. делают пластовый газ газоконденсатного месторождения сухим, подают его в компрессоры, дожимают до необходимого давления и закачивают в пласт. Поэтому такая технология разработки газоконденсатных месторождений получила название циклического процесса (сайклинг-процесс).

Пример V.2. Газоконденсатную часть нефтегазоконденсатного месторождения разрабатывают с использованием циклического процесса при однорядной схеме расположения скважин. Расстояние между рядами скважин $l=800$ м, толщина пласта, охваченная процессом вытеснения газа газом, составляет $h=10$ м, ширина пласта $b=800$ м, пористость $m=0{,}2$. Расход сухого газа, нагнетаемого в скважину элемента однорядной системы разработки, $q=100\cdot10^3$ м^3/сут газа при стандартных условиях ($p_{ат}=0{,}1$ МПа). Среднее пластовое давление $\bar{p}=10$ МПа.

Определим размер зоны смешения $2\lambda_*$ в момент времени $t=t_*$, когда условный контакт газ — газ (сечение с концентрацией газа $c=0{,}5$) подойдет к линии добывающих скважин. Пласт сильно неоднородный, так что эффективный коэффициент диффузии $D_E=10^{-5}$ м^2/с. Решать задачи диффузии газа в газ можно методом интегральных соотношений Г. И. Баренблатта.

Распределение концентрации сухого газа в смеси с жирным запишем в виде

$$c(\xi, t) = A + B\frac{\xi}{\lambda(t)} + C\frac{\xi^3}{\lambda^3(t)}.$$

Выполним следующие граничные условия:

$$c(0, t) = 0{,}5; \qquad c(\lambda, t) = 1; \qquad c(-\lambda, t) = 0;$$

$$\frac{\partial c(\pm\lambda, t)}{\partial\xi} = 0.$$

Выполняя эти условия, получаем систему уравнений

$$A + B + C = 1, \qquad A - B - C = 0, \qquad B + 3C = 0.$$

Отсюда $A=0{,}5$; $B=0{,}75$; $C=-0{,}25$.

Таким образом,

$$c(\xi, t) = 0{,}5 + 0{,}75\frac{\xi}{\lambda(t)} - 0{,}25\frac{\xi^3}{\lambda^3(t)}.$$

Подставляя это выражение для концентрации $c(\xi, t)$ в уравнение (V.20) и решая его методом интегральных соотношений, имеем

$$\lambda d\lambda = 4D_E dt.$$

Отсюда

$$2\lambda = (32D_E t)^{1/2}.$$

Вычислим время t_*. Имеем в условиях пласта

$$q_{\text{п}} \approx \frac{qp_{\text{ат}}}{\bar{p}} = \frac{100 \cdot 10^3 \cdot 0{,}1}{10} = 10^3 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}};$$

$$w = \frac{q}{bhm} = \frac{10^3}{800 \cdot 10 \cdot 0{,}2 \cdot 0{,}864 \cdot 10^5} = 0{,}723 \cdot 10^{-5} \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

$$t_* = \frac{l}{w} = \frac{800}{0{,}7234 \cdot 10^{-5} \cdot 0{,}864 \cdot 10^5} = 1280 \text{ сут} = 3{,}5 \text{ года}.$$

Отсюда

$$\lambda(t_*) = (32 \cdot 10^{-5} \cdot 1280 \cdot 0{,}864 \cdot 10^5)^{1/2} = 188{,}1 \text{ м}.$$

Таким образом, область смешения вытесняемого и вытесняющего газов будет занимать в пласте довольно значительный размер. Для полной замены в пласте жирного газа сухим потребуется закачать около 1,5 порового объема газа, приведенного к пластовым условиям.

§ 3. РАЗРАБОТКА ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ПЛАСТОВ С АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕНЬЮТОНОВСКИХ НЕФТЕЙ

Нормальное начальное пластовое давление примерно равно гидростатическому. Если же начальное пластовое давление близко к вертикальному горному, т. е. геостатическому, то такое давление считают аномально высоким или аномальным. Создается такое давление чаще всего в замкнутых пластах, залегающих на глубинах свыше 3,5—4 км. В соответствии с соотношением (II.64) при высоком средневзвешенном пластовом давлении $\bar{p}$ среднее нормальное напряжение σ сравнительно низкое. Следовательно, породы пласта в течение длительного геологического времени оставались мало нагруженными и поэтому слабо уплотненными. При разработке нефтяного месторождения с аномально высоким пластовым давлением без воздействия на пласт пластовое давление быстро снижается. За весь период разработки изменение средневзвешенного пластового давления $\Delta\bar{p}$ может составить величину, сравнимую с начальным пластовым. При этом среднее нормальное напряжение, пористость и проницаемость пород пласта, особенно с учетом их первоначальной слабой уплотненности, изменяются нелинейно.

При нелинейной упругой и пластической деформациях пород в случае уменьшения пластового давления зависимость пористости m от среднего нормального напряжения можно представить в следующем виде:

$$m = m_0' e^{-\beta_c (\sigma - \sigma_0)}. \tag{V.21}$$

Масса нефти $M_н$, насыщающей деформирующийся пласт, выражается таким образом:

$$M_н = \rho_н V_п (1 - s_{св}), \tag{V.22}$$

где $\rho_н$ — плотность нефти, $V_п$ — поровый объем пласта; $s_{св}$ — насыщенность пласта связанной водой. Имеем для текущей добычи нефти из месторождения в целом $q_н(t)$ следующее выражение:

$$q_н(t) = -\frac{dM_н}{dt} = -\left(\frac{d\rho_н}{dt} V_п + \rho_н \frac{dV_п}{dt}\right)(1 - s_{св}). \tag{V.23}$$

Зависимость плотности нефти от давления имеет вид:

$$\rho_н = \rho_{н0}[1 + \beta_н (p - p_0)]. \tag{V.24}$$

Учитывая соотношение (II.64) между σ и p, из (V.21) получим

$$m = m_0 e^{\beta_c (p - p_0)}. \tag{V.25}$$

Поскольку $V_п = mV_{пл}$ ($V_{пл}$ — общий объем пласта), на основе (V.22)—(V.25) получаем при $p = \bar{p}$

$$q_н(t) = -\left(\frac{d\rho_н}{dt} V_п + \rho_н \frac{dV_п}{dt}\right)(1 - s_{св}) =$$

$$= -\rho_{н0} m_0 V_{пл} \left\{\beta_н e^{\beta_c (\bar{p} - \bar{p}_0)} + [1 + \beta_н (\bar{p} - \bar{p}_0)]\, \beta_c\, e^{\beta_c (\bar{p} - \bar{p}_0)}\right\} \frac{d\bar{p}}{dt} \times$$

$$\times (1 - s_{св}). \tag{V.26}$$

Интегрируя (V.26), имеем

$$Q_н(t) = \int_0^t q_н(t)\, dt = \rho_{н0} m_0 V_{пл} (1 - s_{св}) \Big[1 -$$

$$- e^{-\beta_c (\bar{p}_0 - \bar{p})} + \beta_н (\bar{p}_0 - \bar{p})\, e^{-\beta_c (\bar{p}_0 - \bar{p})}\Big]. \tag{V.27}$$

Таким образом, по формуле (V.27), зная $Q_н(t)$ и значения исходных параметров, можно рассчитать изменение во времени средневзвешенного пластового давления $\bar{p}$.

Рассмотрим изменение дебитов скважин при разработке пласта, сложенного сильно деформируемыми горными породами — коллекторами нефти, для чего получим аналог формулы Дюпюи для данных условий. При этом необходимо учиты-

вать зависимость проницаемости пород-коллекторов от среднего нормального напряжения. Для терригенных пород эту зависимость принимают обычно в следующем виде:

$$k = k_0 e^{-\beta_к (\sigma - \sigma_0)}, \tag{V.28}$$

где $\beta_к$ — коэффициент изменения проницаемости горных пород за счет сжимаемости; $k = k_0$ при $\sigma = \sigma_0$.

Вообще говоря, $\beta_к$ отличен от $\beta_с$ и, как правило, $\beta_к > \beta_с$. Для радиального притока нефти к добывающей скважине в случае изменения проницаемости пород по закону (V.28) имеем следующее выражение:

$$q_{нс} = \frac{2\pi kh}{\mu_н} e^{-\beta_к (p - p_0)} r \frac{dp}{dr}, \tag{V.29}$$

где $q_{нс}$ — дебит скважины.

Интегрируя (V.29), получаем следующую формулу для дебита скважины, эксплуатирующей сильно деформируемый пласт:

$$q_{нс} = \frac{2\pi k_0 h \left[e^{-\beta_к (\bar{p}_0 - \bar{p}_к)} - e^{-\beta_к (\bar{p}_0 - \bar{p}_с)} \right]}{\mu_н \beta_к \ln \frac{r_к}{r_с}}. \tag{V.30}$$

Если задано изменение во времени текущей добычи нефти из месторождения в целом $q_н = q_н(t)$, то после определения накопленной добычи нефти $Q_н(t)$ в каждый момент времени можно по формуле (V.27) рассчитать изменение во времени средневзвешенного пластового давления $\bar{p}$, а затем по формуле (V.30) — дебиты скважин.

При разработке замкнутых пластов с трещинной пористостью в случае значительного изменения пластового давления и, следовательно, сильной деформации пород происходит более резкое изменение продуктивности скважин вследствие смыкания трещин, чем при разработке сильно деформируемых пластов, сложенных терригенными породами.

Трещинная пористость пород с изменением средневзвешенного пластового давления $\bar{p}$ составит

$$m_т = m_{от} [1 - \beta_т (\bar{p}_0 - \bar{p})]. \tag{V.31}$$

Проницаемость $k_т$ пород с трещинной пористостью с изменением пластового давления будет

$$k_т = k_{от} [1 - \beta_т (\bar{p}_0 - p)]^3. \tag{V.32}$$

В приведенных формулах $\beta_т$ — коэффициент изменения трещинного пространства пород с изменением внутрипорового давления p; $m_{от}$, $k_{от}$ — соответственно начальные значения трещинной пористости и проницаемости.

Для разработки пласта с трещинной пористостью можно написать выражение, аналогичное (V.26). Имеем

$$q_{\text{н}}(t) = -\rho_{\text{н}0} m_{\text{от}} V_{\text{пл}} \{\beta_{\text{н}} [1 - \beta_{\text{т}} (\bar{p}_0 - \bar{p})] + [1 - \beta_{\text{н}} (\bar{p}_0 - \bar{p})] \beta_{\text{т}}\} \frac{d\bar{p}}{dt}. \quad \text{(V.33)}$$

В результате интегрирования (V.33) получим

$$Q_{\text{н}}(t) = \int_0^t q_{\text{н}}(t)\, dt = \rho_{\text{н}0} m_{\text{от}} V_{\text{пл}} [(\beta_{\text{т}} + \beta_{\text{н}})(\bar{p}_0 - \bar{p}) + \beta_{\text{н}} \beta_{\text{т}} (\bar{p}_0 - \bar{p})^2]. \quad \text{(V.34)}$$

Соответственно для радиального притока нефти к скважине, эксплуатирующей сильно деформируемый пласт с трещинной пористостью, имеем

$$q_{\text{нс}} = \frac{2\pi k_{\text{от}} h}{\mu_{\text{н}}} [1 + \beta_{\text{т}} (p - \bar{p}_0)]^3 r \frac{dp}{dr}. \quad \text{(V.35)}$$

После интегрирования (V.35)

$$q_{\text{нс}} = \frac{\pi k_{\text{от}} h \{[1 + \beta_{\text{т}} (\bar{p}_{\text{к}} - \bar{p}_0)]^4 - [1 + \beta_{\text{т}} (p_{\text{с}} - \bar{p}_0)]^4\}}{2\beta_{\text{т}} \mu_{\text{н}} \ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}. \quad \text{(V.36)}$$

Кратко рассмотрим иной случай разработки пластов с аномальными свойствами пластов, содержащих неньютоновскую нефть. Чаще всего к числу таких нефтей относятся нефти с начальным градиентом сдвига, фильтрация которых происходит по закону, предложенному А. Х. Мирзаджанзаде. Чтобы нефть, обладающая начальным градиентом сдвига, стала фильтроваться в пористой среде, необходимо к этой среде приложить градиент давления, больший, чем это следует из закона Дарси. В тех областях пласта, где градиенты давления незначительны, нефть не будет двигаться и в этих областях образуются застойные зоны. Такие зоны могут быть в неоднородных пластах, в областях с пониженной проницаемостью и даже в пластах с малой неоднородностью, где скорости фильтрации небольшие. Образование застойных зон ведет к уменьшению конечной нефтеотдачи пластов.

На рис. 110 показана схема элемента пятиточечной системы разработки пласта, содержащего нефть, обладающую начальным градиентом сдвига. При вытеснении такой нефти из пласта водой водонефтяной контакт по мере его продвижения будет последовательно занимать положения *1*, *2*, *3*, *4*. Как видно, водонефтяной контакт сильно деформируется и к добывающим скважинам подтягиваются языки обводнения, образуя целики нефти. В тех случаях, когда нефть является ньютоновской жидкостью и справедлив обобщенный закон Дарси для фильтрации

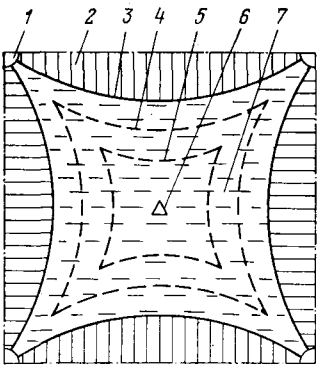


Рис. 110. Схема элемента пятиточечной системы разработки:
1 — добывающие скважины; *2* — целики нефти; *3* — положение водонефтяного контакта в момент времени t_3; *4* — положение водонефтяного контакта в момент времени $t_2<t_3$; *5* — положение водонефтяного контакта в момент времени $t_1<t_2$; *6* — нагнетательная скважина; *7* — обводнившаяся область пласта

нефти и воды, эти целики нефти в конце концов при так называемой бесконечной промывке пласта, т. е. при прокачке через пласт больших объемов воды, многократно превышающих его поровый объем, будут вымыты из пласта. Если же нефть обладает начальным градиентом сдвига, то целики нефти, образовавшиеся в областях пласта, где градиент давления меньше начального градиента сдвига, так и останутся в пласте неизвлеченными.

Нефти некоторых месторождений даже в естественных геолого-физических условиях, существовавших в пластах месторождений до начала их разработки, могут обладать начальным градиентом сдвига. В других случаях нефти, особенно обладающие значительным содержанием парафина, приобретают свойства неньютоновских жидкостей в результате изменения фазового состояния углеводородов в пластах, например выделения газа из нефти и изменения температурного режима во время закачки в пласты воды с температурой ниже температуры кристаллизации парафина, растворенного в нефти.

Если месторождение, содержащее высокопарафинистую нефть, предполагается разрабатывать с применением только заводнения, то закачка воды в пласты с температурой ниже температуры кристаллизации парафина недопустима. В этом случае необходимо закачивать воду, подогретую до температуры, превышающей температуру кристаллизации парафина.

Пример V.3. В разработку вводится однопластовое месторождение, залегающее на глубине 2200 м, но с аномально высоким начальным пластовым давлением $\bar{p}_0=50$ МПа. Объем пласта, вводимого в разработку, составляет $V_{пл}=100\cdot10^6$ м^3. Содержание связанной воды в пласте очень мало, так что можно полагать $s_{св}\approx0$. Пласт насыщен нефтью с начальной плотностью $\rho_{н0}=0{,}85$ т/м^3. Сжимаемость нефти $\beta_н=10^{-4}$ 1/МПа. Пористость пласта изменяется с изменением пластового давления в соответствии с зависимостью (V.21), причем $m_0=0{,}33$, $\beta_с=10^{-2}$ 1/МПа, вязкость нефти $\mu_н=2\cdot10^{-3}$ Па·с. Проницаемость изменяется с изменением пластового давления по формуле (V.28). При этом $k_0=0{,}1$ мкм^2, $\beta_к=2\cdot10^{-2}$ 1/МПа. Толщина пласта, охваченного разработкой, $h=20$ м, $r_к=800$ м, $r_с=0{,}08$ м. Определим, сколько нефти будет извлечено из пласта, если средневзвешенное пластовое давление $\bar{p}$ снизится с 50 до 10 МПа, и каким будет дебит одной скважины по сравнению с первоначаль-

ным. При этом принимаем, что перепад давления $\Delta p_c = \bar{p}_к - p_c$ остается постоянным, равным 5 МПа.

Используя формулу (V.27), получим

$$Q_н = 0{,}85 \cdot 0{,}33 \cdot 10^8 \left(1 - e^{-10^{-2} \cdot 40} + 10^{-4} \cdot 40 e^{-10^{-2} \cdot 40}\right) =$$

$$= 0{,}2805 \cdot 10^8 (1 - 0{,}6703 - 0{,}00268) = 9{,}323 \cdot 10^6 \text{ т}.$$

Начальное содержание нефти в пласте

$$G_{но} = m_0 V_{пл} \rho_{но} = 0{,}33 \cdot 10^8 \cdot 0{,}85 = 28{,}05 \cdot 10^6 \text{ т}.$$

Следовательно, нефтеотдача за счет сжатия пористой среды

$$\eta = \frac{9{,}323 \cdot 10^6}{28{,}05 \cdot 10^6} = 0{,}332.$$

Дебит одной скважины определим по формуле (V.30). В начале разработки месторождения, т. е. при $\bar{p} = p_0$,

$$q_{нсо} = \frac{6{,}28 \cdot 10^{-13} \cdot 20 \left(1 - e^{-2 \cdot 10^{-2} \cdot 5}\right)}{2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 10^{-3} \cdot 9{,}2} = 281 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Когда средневзвешенное пластовое давление снизится до $\bar{p} = 10$ МПа, дебит скважины

$$q_{нс} = \frac{6{,}28 \cdot 10^{-13} \cdot 20 \left(e^{-2 \cdot 10^{-2} \cdot 40} - e^{-2 \cdot 10^{-2} \cdot 45}\right)}{2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 10^{-3} \cdot 9{,}2} = 126 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Как видно из данного примера, только за счет сжатия пород-коллекторов пласта при снижении средневзвешенного пластового давления с 50 до 10 МПа из пласта будет «выдавлено» $9{,}323 \cdot 10^6$ т нефти и нефтеотдача составит 0,332. При этом дебит добывающих нефть скважин уменьшится более чем в 2 раза.

Пример V.4. Пусть имеем пласт с чисто трещинной пористостью, обладающий теми же параметрами, что и рассмотренный в примере V.3 пласт, сложенный терригенными породами. Будем считать $\beta_т = \beta_c$. При снижении средневзвешенного пластового давления с 50 МПа до 10 МПа из пласта будет извлечено количество нефти, вычисляемое по формуле (V.34), а именно:

$$Q_н = 0{,}85 \cdot 0{,}33 \cdot 10^8 [(10^{-8} + 10^{-10}) 40 \cdot 10^6 + 10^{-8} (40 \cdot 10^6)^2] = 11{,}38 \cdot 10^6 \text{ т}.$$

Нефтеотдача при этом составит

$$\eta = \frac{Q_н}{G_{но}} = \frac{11{,}38 \cdot 10^6}{28{,}05 \cdot 10^6} = 0{,}406.$$

Дебит добывающей скважины, эксплуатирующей пласт с трещинной пористостью, определим по формуле (V.36).

Имеем в начале разработки пласта

$$q_{нсо} = \frac{3{,}14 \cdot 10^{-13} \cdot 20 [1 - (1 - 10^{-2} \cdot 5)^4]}{2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 10^{-3} \cdot 9{,}2} = 273{,}5 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

При снижении средневзвешенного пластового давления до 10 МПа получаем

$$q_{нсо} = \frac{3{,}14 \cdot 10^{-13} \cdot 20 [(1 - 10^{-2} \cdot 40)^4 - (1 - 10^{-2} \cdot 45)^4]}{2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 10^{-3} \cdot 9{,}2} = 56{,}17 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Как видно из приведенных результатов, количество извлеченной нефти из пласта с трещинной пористостью будет более высоким, чем из пласта, сложенного терригенными породами, при аналогичном снижении средневзвешенного пластового дав-

ления. Дебит же скважин вследствие сильной деформации трещин снижается более значительно в пласте с трещинной пористостью, чем в пласте с терригенным коллектором.

§ 4. ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПЛАСТОВ С АНОМАЛЬНЫМИ СВОЙСТВАМИ

В СССР накоплен значительный опыт разработки нефтегазовых месторождений как на естественных режимах, так и с воздействием на пласты посредством заводнения.

Разработка, например, Анастасиевско-Троицкого месторождения в Краснодарском крае осуществляется с самого начала без воздействия на пласт. Такая разработка действительно, как и следует из теории, потребовала ограничения дебитов добывающих нефть скважин и, следовательно, разбуривания месторождения по плотной сетке скважин при s_c, равном порядка $2—4 \cdot 10^4$ м^2/скв, а также принятия мер по недопущению перемещения газонефтяного контакта в газонасыщенную часть месторождения.

Ряд нефтегазовых месторождений и отдельных горизонтов в СССР разрабатываются с использованием барьерного заводнения. Опыт показывает, что при таком заводнении газовые факторы нефтяных скважин уменьшаются почти в 2 раза по сравнению с газовым фактором при разработке нефтегазовых месторождений на естественных режимах.

Однако в результате приобретенного опыта разработки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений перед нефтяниками возникли две специфичные для этих месторождений проблемы.

Первая из них соответствует тем случаям, когда нефтяная часть месторождения представляет собой узкую область, т. е. нефтяную оторочку, и заключается в обеспечении эффективной ее разработки. На такой оторочке оказывается нецелесообразным располагать более одного ряда добывающих скважин. При активной законтурной воде добывающие скважины, разрабатывающие нефтяную оторочку, быстро обводняются. Если же законтурная вода не активна, то при отсутствии барьерного заводнения резко возрастают газовые факторы добывающих нефть скважин. При использовании барьерного заводнения такие скважины быстро обводняются. Во всех описанных случаях разработки нефтегазовых месторождений с узкими нефтяными оторочками нефтеотдача оказывается низкой. Она составляет 15—20% даже при незначительной вязкости нефти. Нефтяные оторочки с повышенной вязкостью нефти эффективно разрабатывать еще труднее.

Вторая проблема связана, как уже упоминалось, с извлечением конденсата из нефтегазоконденсатных месторождений. Заводнение месторождений, позволяя в принципе повысить кон-

денсатоотдачу и нефтеотдачу, не всегда приводит к увеличению общей углеводородоотдачи, так как газоотдача при этом снижается.

Количество извлекаемых углеводородов из нефтегазоконденсатных месторождений можно увеличить, используя методы комбинированного воздействия на газоконденсатную часть месторождений путем закачки в нее газа и воды. Однако проблема достижения наиболее полного извлечения конденсата при общем повышении углеводородоотдачи все еще остается до конца не решенной.

Опыт разработки глубокозалегающих коллекторов с аномально высоким начальным пластовым давлением, сильно деформирующихся в процессе извлечения из них углеводородов, еще невелик во всем мире. Однако число месторождений, продуктивные пласты которых залегают на больших глубинах, возрастает, и поэтому проблема разработки сильно деформирующихся пористых и трещиноватых коллекторов будет представлять с каждым годом все больший интерес для нефтяной промышленности.

Решение проблемы разработки месторождений нефтей с неньютоновскими свойствами во многом связано с использованием физико-химических и особенно тепловых методов разработки.

Контрольные вопросы

1. В каких случаях при разработке нефтегазовых залежей ограничивают дебит скважин? Выведите формулу для определения предельного безгазового дебита скважины.
2. Каким образом можно обеспечивать неподвижность газонефтяного контакта при разработке нефтегазовых залежей?
3. Какие системы и технологические методы разработки используют при воздействии на пласты нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений?
4. Выведите и объясните систему уравнений для расчета процесса разработки нефтегазоконденсатного месторождения методом многокомпонентного материального баланса.
5. Выведите формулу для притока нефти к скважине из сильно деформируемого пласта при экспоненциальной зависимости проницаемости от перепада давления.
6. Какие осложнения возникают при разработке месторождений, содержащих жидкость с неньютоновскими свойствами?

Глава VI

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТОВ РАСТВОРИТЕЛЯМИ И ГАЗОМ ПРИ ВЫСОКОМ ДАВЛЕНИИ

Главная причина невозможности достижения полного вытеснения нефти водой из пластов при их заводнении заключается в несмешиваемости вытесняемой и вытесняющей жидкостей, в результате чего образуется поверхность раздела между этими жидкостями и происходят капиллярные явления.

Кроме того, неполное вытеснение нефти водой в охваченных заводнением областях пластов обусловлено гидрофобизацией пород-коллекторов вследствие адсорбции тяжелых компонентов нефти на поверхности зерен пород, а также различием вязкостей вытесняющей и вытесняемой жидкостей, что приводит к появлению гидродинамической неустойчивости контакта нефть — вода, обволакиванию водой в пористой среде оставленных за фронтом вытеснения скоплений нефти, образованию капель или глобул нефти, т. е., по сути дела, ее диспергированию.

Вследствие указанных причин нефть остается в пористой среде пластов, подвергаемых заводнению, в виде пленок на зернах пород и глобул, находящихся в тупиковых порах или местах пористой среды пластов, обойденных водой (рис. 111). Если бы нефть вытеснялась из пласта смешивающейся с ней жидкостью, то в результате молекулярной диффузии вещество-растворитель проникло бы в нефть, а углеводороды нефти — в растворитель и с течением времени нефть была бы полностью вымыта из пласта. Однако если применять в процессе разработки нефтяных месторождений метод вытеснения нефти путем закачки в пласты одних только растворителей, то последние, вымыв из пластов нефть, останутся в недрах. Ясно, что оставляемое в пластах вещество должно быть доступнее и дешевле нефти. В качестве растворителя, вытесняющего нефть из пластов, применяют спирты, эфиры, сероуглерод и др. Однако это дорогостоящие вещества. Дешевле использовать воздух, воду и в определенных условиях природный газ и двуокись углерода. При этом следует учитывать, что вода в обычных пластовых условиях не смешивается с нефтью, закачка в пласт воздуха приводит к возникновению совершенно иного процесса извлечения нефти из недр — внутрипластового горения.

В 50-х и начале 60-х гг. было предложено в качестве веществ, смешивающихся с нефтью для ее вытеснения из пластов, применять углеводородные растворители — сжиженный пропан,

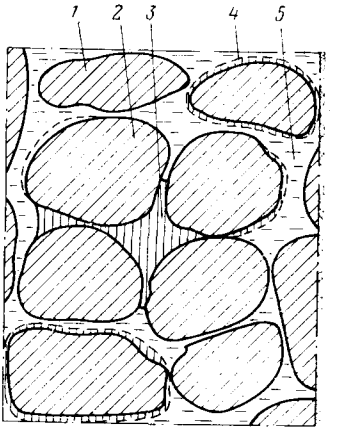


Рис 111. Разрез пористой среды:
1 — зерна породы; *2* — остаточная нефть в тупиковой поре; *3* — глобула нефти, обойденная водой; *4* — пленочная нефть; *5* — вода

газовый конденсат, бензин и другие в виде пробок или оторочек, подвигаемых по пласту водой или сухим газом.

Лабораторные опыты показали, что в процессе вытеснения нефти из пластов неограниченно смешивающимися с ней веществами — растворителями коэффициент вытеснения может быть доведен до 100%. Если использовать оторочки растворителя, продвигаемые по пласту сухим газом, коэффициент вытеснения нефти по-прежнему остается высоким, но при этом наблюдается неустойчивость контакта газ — растворитель, оторочка довольно быстро исчезает, а растворитель частично извлекается из пласта вместе с сухим газом. Таким образом, в случае применения сухого газа в качестве вещества, проталкивающего оторочку растворителя, фактически снижается коэффициент охвата пласта процессом вытеснения.

В наклонных пластах после вытеснения нефти оторочкой растворителя, проталкиваемой сухим газом сверху вниз, прорывы его становятся не столь существенными и процесс вытеснения нефти из пласта осуществляется более эффективно. Это происходит при обычных, недостаточно высоких пластовых давлениях. Если давления более высокие, процесс смешивания сухого газа и углеводородного растворителя происходит более интенсивно в определенных физических условиях — до неограниченной смешиваемости. Оказалось, что с дальнейшим повышением пластового давления, опять-таки в определенных физических условиях, оторочка растворителя вообще становится излишней, так как между нефтью и газом возникает область полного смешивания сухого газа с углеводородами, выделившимися из нефти, и затем углеводородов с самой нефтью. Вытеснение нефти из пластов сухим газом в области полной смешиваемости его с углеводородами нефти получило название процесса вытеснения нефти из пластов газом высокого давления.

Если оторочка растворителя продвигается вследствие закачки в пласт воды, образуется область совместной фильтрации растворителя и воды как двух несмешивающихся жидкостей, в результате чего оторочка размазывается по обводненной области пласта. В этом случае в пласте существует и область смешения нефти и растворителя, и область несмешивающихся жидкостей.

Процесс образования и роста области смешения нефти и растворителя как и в случае циклического нагнетания газа обуславливается молекулярной и конвективной диффузией. Однако в последнем случае жирный газ из пласта вытесняется сухим. Вязкости этих газов практически одинаковы. Если нефть вытесняется оторочкой растворителя, то вязкость нефти в основном более высокая, чем растворителя. Поэтому на характер процесса смешивания этих жидкостей в пласте и, следовательно, на образование оторочки необходимого размера будет оказывать существенное влияние различие вязкостей нефти и растворителя.

Рассмотрим вначале процесс смешивания нефти и растворителя, не учитывая вытеснения растворителя из пласта водой.

Уравнение вытеснения из прямолинейного пласта нефти ее растворителем отличается от уравнения (V.17) только коэффициентом диффузии. Оно имеет следующий вид:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x}\left(D\frac{\partial c}{\partial x}\right) - w\frac{\partial c}{\partial x}, \qquad \text{(VI.1)}$$

где c — удельная концентрация растворителя в смеси нефть — растворитель; D — коэффициент диффузии; $w = v/m$ (v — скорость фильтрации; m — пористость).

Под коэффициентом диффузии D понимают комплексный коэффициент, учитывающий не только молекулярную и конвективную диффузии однородной жидкости в пористой среде, но и различие вязкостей вытесняющей и вытесняемой смешивающихся жидкостей.

Обработка результатов экспериментальных исследований вытеснения одной жидкости другой, смешивающейся с первой, при различии их вязкости показывает, что комплексный коэффициент диффузии можно представить в первом приближении в следующем виде:

$$D = D_E(1 + K_\mu \operatorname{grad} \mu_c); \qquad \text{(VI.2)}$$

$$D_E = D_0 + D_к; \qquad D_к = K_w w.$$

Здесь μ_c — вязкость смеси двух жидкостей; D_0 — коэффициент молекулярной диффузии; $D_к$ — коэффициент конвективной диффузии однородной жидкости; K_w, K_μ — экспериментальные коэффициенты, учитывающие соответственно конвективную диффузию однородной жидкости и разновязкостную диффузию.

При движении смешивающихся жидкостей в прямолинейном пласте концентрацию вытесняющей жидкости, т. е. растворителя, в нефти можно получить по уравнению (VI.1). Для этого, как и в случае циклического нагнетания газа, используем приближенный метод интегральных соотношений. Решение

при этом имеет следующий вид:

$$c(\xi, t) = 0{,}25\left[2 - 3\frac{\xi}{\lambda(t)} + \frac{\xi^3}{\lambda^3(t)}\right]; \qquad \text{(VI.3)}$$

$$\xi = x - wt.$$

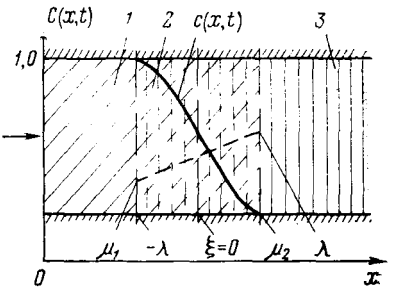


Рис. 112. Схема вытеснения нефти растворителем из прямолинейного пласта:
1 — растворитель; *2* — зона смешения; *3* — нефть

Здесь $w = v/m$ (v — скорость фильтрации); 2λ — размер области смешения (рис. 112). Полудлину зоны смешения $\lambda = \lambda(t)$ определяем при решении уравнения(VI.1) методом интегральных соотношений.

Имеем следующие условия на границах зоны смешения. При $\xi = -\lambda$ $c(-\lambda, t) = 1$, при $\xi = \lambda$ $c(\lambda, t) = 0$, в сечении пласта $\xi = 0$, перемещающемся со временем t, значенние $c(0, t) = 0{,}5$.

Из решения (VI.3) получаем также, что при $\xi = \pm\lambda$ $\frac{\partial c}{\partial \xi} = 0$.

Введением переменных $\xi = x - wt$, $\tau = t$ уравнение (VI.1) приведем к виду

$$\frac{dc}{d\tau} = \frac{\partial}{\partial \xi}\left(D\frac{\partial c}{\partial \xi}\right). \qquad \text{(VI.4)}$$

Для упрощения решения рассматриваемой задачи предположим следующее. Будем считать, что в зоне смешения вязкость смеси растворителя и нефти линейно зависит от подвижной координаты ξ. В сечении $\xi = -\lambda$ $\mu_c = \mu_1$, т. е. μ_c равна вязкости растворителя, поскольку его концентрация в этом сечении составляет единицу, а при $\xi = \lambda$ $\mu_c = \mu_2$ — вязкости вытесняемой жидкости, т. е. нефти. В пределах же области смешения, т. е. от $\xi = -\lambda$ до $\xi = \lambda$, вязкость смеси μ_c зависит линейно от ξ (см. пунктирную линию на рис. 112):

$$\frac{\partial \mu_c}{\partial x} = \frac{\partial \mu_c}{\partial \xi} = \frac{\Delta\mu}{2\lambda}; \qquad \Delta\mu = \mu_2 - \mu_1. \qquad \text{(VI.5)}$$

Подставляя (VI.5) в (VI.2), а затем (VI.2) в (VI.4), получим уравнение разновязкостной конвективной диффузии в следующем виде:

$$\frac{\partial c}{\partial \tau} = \frac{\partial}{\partial \xi} D_E\left[\left(1 + \frac{\beta}{\lambda}\right)\frac{\partial c}{\partial \xi}\right]; \qquad \beta = \frac{K_\mu \Delta\mu}{2}. \qquad \text{(VI.6)}$$

Определяя производные $\partial c/\partial\tau$ и $\partial c/\partial\xi$ по уравнению (VI.3), подставляя их в (VI.6) и производя, согласно методу интегральных соотношений, интегрирование от 0 до λ, получим соотношение

$$\int_0^\lambda \frac{0{,}75}{\lambda^2}\left(\xi - \frac{\xi^2}{\lambda^2}\right)\frac{d\lambda}{d\tau}\,d\xi = \int_0^\lambda \left(1 + \frac{\beta}{\lambda}\right)\frac{1{,}5\xi}{\lambda^3}\,d\xi. \qquad \text{(VI.7)}$$

Из (VI.7) имеем

$$\frac{d\lambda}{dt} = 4D_E \frac{1}{\lambda}\left(1 + \frac{\beta}{\lambda}\right). \qquad \text{(VI.8)}$$

Учитывая, что $\lambda = 0$ при $t = \tau = 0$, из (VI.8) имеем следующее выражение для определения $\lambda = \lambda(t)$:

$$\frac{\lambda^2}{2} - \beta\lambda + \beta^2 \ln\frac{\lambda + \beta}{\beta} = 4D_E t. \qquad \text{(VI.9)}$$

Можно определять полную длину области смешения $\Lambda = 2\lambda$. Тогда из (VI.9)

$$\frac{\Lambda^2}{4} - \beta\Lambda + 2\beta^2 \ln\frac{\Lambda + 2\beta}{2\beta} = 8D_E t. \qquad \text{(VI.10)}$$

Если в формуле (VI.10) задавать время t и определять длину области смешения Λ, то эта формула примет вид трансцендентного уравнения. Можно, конечно, задаваться β и Λ и, зная D_E, найти время t. В этом случае вычисления будут более простыми. Уравнение (VI.8) можно переписать следующим образом:

$$\frac{\lambda^2 d\lambda}{\lambda + \beta} = 4D_E d\tau.$$

Можно получить два асимптотических решения этого уравнения. Первое из них соответствует случаю, когда λ велико, т. е. $\lambda \gg \beta$. Тогда

$$\lambda d\lambda = 4D_E d\tau; \qquad \lambda = (8D_E\tau)^{1/2}.$$

Это решение справедливо при конвективной диффузии однородной жидкости в пористой среде и полностью совпадает с соответствующим решением при циклической закачке газа.

Второе асимптотическое решение, более важное для рассматриваемого процесса вытеснения нефти из пласта растворителем, получаем при малых λ по сравнению с β. В этом последнем случае из (VI.8) имеем

$$\frac{\lambda^2 d\lambda}{\beta} = 4D_E d\tau. \qquad \text{(VI.11)}$$

Интегрируя (VI.11), имеем

$$\lambda = (12\beta D_E\tau)^{1/3}. \qquad \text{(VI.12)}$$

Или для полной длины зоны смешения при $\Lambda = 2\lambda$

$$\Lambda = (96\beta D_E\tau)^{1/3}. \qquad \text{(VI.13)}$$

Определим величину β на основе лабораторных экспериментов П. И. Забродина, Н. Л. Раковского и М. Д. Розенберга по вытеснению нефти смешивающейся с ней жидкостью. В этих опытах при вытеснении углеводородной жидкости вязкостью

$\mu_2 = 8{,}48 \cdot 10^{-3}$ Па·с смешивающейся с ней жидкостью-растворителем, имеющим вязкость $\mu_1 = 0{,}53 \cdot 10^{-3}$ Па·с, со скоростью фильтрации $v = 10^{-4}$ м/с при $D_E = 10^{-7}$ м^2/с образовалась область смешения длиной $\Lambda = 12$ м, когда сечение пласта ($\xi = 0$, удельная концентрация растворителя $c = 0{,}5$) в модели переместилось на расстояние $x = 50$ м за время $\tau = t_*$:

$$t = mx/v.$$

При $m = 0{,}37$ значение

$$t_* = \frac{0{,}37 \cdot 50}{10^{-4}} = 1{,}85 \cdot 10^5 \text{ с}.$$

Предположим, что $\beta \gg \Lambda$, и определим β по формуле (VI.13). Имеем

$$\beta = \frac{\Lambda^3}{96 D_E t} = \frac{12^3}{96 \cdot 10^{-7} \cdot 1{,}85 \cdot 10^5} = 973 \text{ м}.$$

Поскольку $\Lambda = 12$ м, то условие $\beta \gg \Lambda$ выполняется и значение β, определенное по формуле (VI.13), справедливо.

Было сказано, что с целью экономии растворителя необходимо его использовать в виде оторочки, а не закачивать непрерывно. Если эта оторочка перемещается по пласту под воздействием воды, растворитель в соответствии с механизмом фильтрации несмешивающихся жидкостей не полностью вытесняется из пласта. Распределение насыщенностей пористой среды водой, растворителем и его смесью с нефтью показано схематично на рис. 113.

Для полного вытеснения нефти растворителем из части пласта, охваченной этим процессом, необходимо закачать такое количество растворителя, чтобы область смешения его ($c = 0{,}5$) с нефтью переместилась за пределы пласта (см. рис. 113), т. е. на расстояние $x_{**} = l + \lambda$, а фронт вытеснения растворителя во-

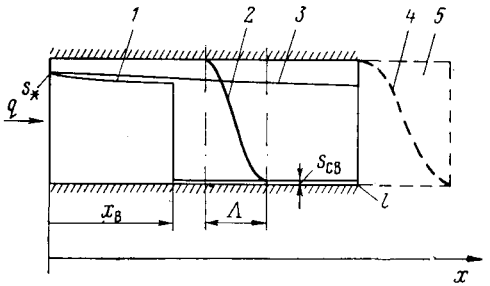


Рис. 113. Схема вытеснения нефти из прямолинейного пласта оторочкой растворителя, проталкиваемой водой:

1 — распределение водонасыщенности в момент времени t; *2* — концентрация растворителя $c(x, t)$; *3* — распределение водонасыщенности в момент времени t_{**}; *4* — фиктивная концентрация растворителя в момент времени t_{**}; *5* — фиктивная область смешения растворителя и нефти

дой дошел бы до конца пласта, т. е. чтобы соблюдалось условие $x_в = l$. Тогда количество растворителя, затраченного на образование оторочки, будет равно количеству растворителя, оставшегося в областях заводнения и смешения. Из области смешения он будет извлечен из пласта вместе с нефтью, а из заводненной может быть частично извлечен вместе с водой. Однако определенная его часть будет оставлена в пласте, так как при вытеснении водой не смешивающейся с нею жидкости обводненность продукции в конце концов достигнет такого значения, что извлекать из пласта растворитель будет экономически нецелесообразно.

Рассмотрим процесс вытеснения нефти газом при высоком давлении, когда между этими веществами образуется область полной их смешиваемости.

Чтобы определить, возможен ли такой процесс в условиях какого-либо конкретного месторождения, проводят лабораторные исследования для установления условий смешиваемости газа и нефти или рассчитывают по константам равновесия фазовое состояние смеси газа, который предполагается закачивать в пласт, и нефти при различных давлениях и составах углеводородов.

Результаты указанных исследований и расчетов представляют в виде треугольной диаграммы Гиббса (рис. 114). Каждая точка на этой диаграмме характеризует состав некоторой углеводородной смеси, состоящей из сухого газа C_1, промежуточных углеводородов C_2—C_5 и более тяжелых углеводородов от C_6 и выше (C_{6+}). Точке A соответствует углеводородный состав,

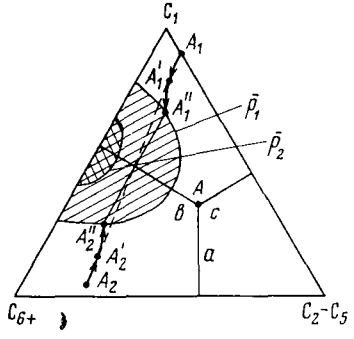


Рис. 114. Диаграмма Гиббса

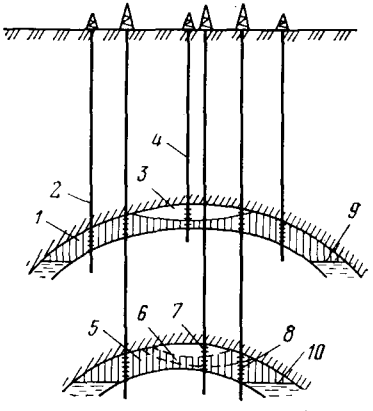


Рис. 115. Схема двух пластов, разрабатываемых с использованием вытеснения нефти обогащенным газом:

1 — пласт 1; *2* — добывающие скважины пласта 1; *3* — газонефтяной контакт; *4* — газонагнетательная скважина пласта 1; *5* — пласт 2; *6* — зона полного смешения обогащенного газа и нефти в пласте 2; *7* — газонагнетательная скважина пласта 2; *8* — добывающая скважина пласта 2; *9* — водонефтяной контакт в пласте 1; *10* — водонефтяной контакт в пласте 2

доля компонента C_1 в котором составляет a, доля компонентов C_2—C_5—b и доля компонентов C_{6+}—c. Эта диаграмма справедлива при постоянной температуре.

Пусть месторождение имеет пласты 1 и 2, залегающие на разных глубинах и содержащие одну и ту же легкую нефть, но имеющие различное пластовое давление (рис. 115). В пласте 1 среднее пластовое давление равно $\bar{p}_1$, а в пласте 2 — $\bar{p}_2$, причем $\bar{p}_2 > \bar{p}_1$. Разработку этих пластов возможно осуществлять с использованием закачки в них жирного газа, т. е. метана, обогащенного этаном, бутаном, пропаном и другими компонентами. Состав этого газа на диаграмме Гиббса (см. рис. 114) характеризуется точкой A_1. Составы нефти, насыщающей пласты 1 и 2, практически идентичны и характеризуются точкой A_2. Заштрихованная область, ограниченная линией пластового давления $\bar{p}_1$, соответствует области двухфазного состояния углеводородов в пласте 1, а область, ограниченная линией $\bar{p}_2$, — области двухфазного состояния углеводородов в пласте 2. При двухфазном состоянии в пласте одновременно существуют углеводороды и в жидкой, и в газовой фазах. Остальная часть площади диаграммы Гиббса, находящаяся вне соответствующих заштрихованных областей, относится к области однофазного состояния углеводородов, т. е. области полной их смешиваемости.

Если в пласт 1 через нагнетательную скважину *4* закачивать жирный газ с составом A_1, то из нефти состава A_2 (рис. 114) через поверхность газонефтяного контакта будут выделяться легкие углеводороды, растворяясь в газе. Состав газа, вытесняющего нефть, вблизи газонефтяного контакта изменяется от точки A_1 к A^{I}_1, A_1^{II} (по стрелке на рис. 114), т. е. обогащается жирными компонентами. Нефть же будет насыщаться легкими углеводородами. Ее состав, характеризующийся последовательно точками A^{I}_2 и A^{II}_2, будет идентичен составу газа у газонефтяного контакта. Точка A_1^{II} соответствует составу газа, а точка A_2^{II} — составу нефти на газонефтяном контакте при условии, что газ и нефть находятся в состоянии фазового равновесия. Изменение состава газа и нефти на этом контакте связано с установлением фазового равновесия.

Однако в пласте 1 (см. рис. 115) полного смешивания газа с пластовой нефтью не произойдет, так как при давлении $\bar{p}_1$ состав смеси углеводородов, находящихся на газонефтяном контакте, будет соответствовать составу смеси, находящейся в заштрихованной двухфазной области на диаграмме Гиббса. Таким образом, в пласте 1 нефть не будет вытесняться газом в условиях полной смешиваемости углеводородов. Иную картину наблюдаем в пласте 2 при давлении $\bar{p}_2$. Прямая линия, соединяющая исходные составы пластовой нефти и закачиваемого в пласт жирного газа, никогда не пересечет двухфазную область, соответствующую этому давлению. Следовательно, в пласте сформируется область смешения, перемещающаяся от

линии нагнетания газа к добывающим скважинам. Газонефтяной контакт исчезнет (на рис. 115 он показан пунктирной линией). В сечениях пласта, расположенных вблизи линии нагнетания, однофазная смесь углеводородов будет представлена в основном легкой фракцией, а вблизи добывающих скважин — тяжелой. Ни в одном из сечений пласта не останется двухфазной смеси и будет наблюдаться полная смешиваемость углеводородов. Однако, вследствие высоких значений коэффициентов конвективной диффузии при вытеснении газа газом, область смешивания углеводородов в процессе вытеснения нефти газом при высоком давлении может быть довольно обширной, что приведет к необходимости добычи вместе с нефтью значительного количества газа, т. е. к ситуации, аналогичной при циклической закачке газа.

Пример VI.1. В прямолинейный пласт в элемент однорядной схемы расположения скважин (см. рис. 113) длиной $l=400$ м и шириной $b=200$ м закачивают с целью вытеснения из него нефти сначала растворитель нефти (в основном сжиженный пропан), затем после создания его оторочки — воду, вытесняющую растворитель и проталкивающую оторочку. Расход жидкого растворителя и расход воды $q=300$ м^3/сут. Толщина пласта, охваченного процессом вытеснения нефти оторочкой растворителя, $h=10$ м, пористость $m=0{,}25$. Полная толщина пласта $h_0=15{,}4$ м, так что коэффициент охвата пласта процессом $\eta_2=0{,}65$. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_2=5\cdot10^{-3}$ Па·с, вязкость жидкого растворителя $\mu_1=0{,}53\cdot10^{-3}$ Па·с. Вязкость воды $\mu_в=10^{-3}$ Па·с.

Вытеснение растворителя из пласта водой непоршневое. При этом формулы относительных проницаемостей имеют тот же вид, что и в примере IV.1, т. е.

$$k_1=\left(\frac{s_*-s}{s_*-s_{св}}\right)^2 \quad \text{при} \quad s_{св}\leqslant s\leqslant s_*;$$

$$k_в=\left(\frac{s-s_{св}}{s_*-s_{св}}\right)^2 \quad \text{при} \quad s_{св}\leqslant s\leqslant s_1;$$

$$k_в=0{,}8\left(\frac{s-s_{св}}{s_*-s_{св}}\right)^{1/2} \quad \text{при} \quad s_1\leqslant s\leqslant s_*.$$

В рассматриваемом случае $s_{св}=0{,}05$; $s_*=0{,}85$; $s_1=0{,}740$.

Коэффициент конвективной диффузии

$$D_E=D_0+k_w w; \qquad w=v/m.$$

При этом $D_0=10^{-9}$ м^2/с; $K_w=0{,}1$ м; $K_\mu=2{,}45\cdot10^5$ м/(Па·с).

Требуется определить объем оторочки растворителя, размер зоны смешения, время добычи нефти вместе с растворителем и объем извлекаемого растворителя из пласта в безводный период.

Приступая к расчетам, вычислим вначале скорость фильтрации. Имеем

$$v=\frac{q}{bh}=\frac{300}{200\cdot10\cdot0{,}864\cdot10^5}=1{,}736\cdot10^{-6}\ \text{м/с}.$$

Скорость движения области смешения

$$w=\frac{v}{m}=\frac{1{,}736\cdot10^{-6}}{0{,}25}=6{,}944\cdot10^{-6}\ \text{м/с}.$$

Коэффициент конвективной диффузии определяем следующим образом:

$$D_E=D_0+k_w w=10^{-9}+0{,}1\cdot6{,}944\cdot10^{-6}=6{,}954\cdot10^{-7}\ \text{м}^2/\text{с}.$$

Время, в течение которого сечение с удельной концентрацией растворителя $c=0{,}5$ дойдет до конца пласта $l=400$ м, составит

$$t_* = \frac{l}{w} = \frac{400}{6{,}944\cdot 10^{-6}} = 57{,}6\cdot 10^6 \text{ с} = 667 \text{ сут}.$$

Определим значение β. Имеем

$$\beta = \frac{k_\mu \Delta\mu}{2} = \frac{2{,}45\cdot 10^5 (5-0{,}53)\, 10^{-3}}{2} = 547{,}6 \text{ м}.$$

Вначале определим размер зоны смешения в момент времени $t=t_*$, когда середина ее достигнет расстояния $x=l$. Из формулы (VI.10) получим трансцендентное уравнение для определения Λ в виде

$$\Lambda^2 - 4\beta\Lambda + 8\beta^2 \ln\frac{\Lambda+2\beta}{2\beta} = 32 D_E t_*.$$

Решая это уравнение путем последовательных приближений, получим, что $\Lambda=131$ м.

Однако необходимо определить время $t=t_{**}$, за которое область смешения полностью вытеснится из пласта, а вода, проталкивающая оторочку растворителя, дойдет до конца пласта $x=l$. На рис. 113 показано также распределение насыщенностей пласта водой и растворителем в момент времени $t=t_{**}$. Пунктиром дана фиктивная оторочка растворителя, как бы вышедшая за пределы пласта.

Будем в качестве первого приближения считать, что в момент времени $t=t_*$ сечение фиктивной оторочки с концентрацией $c=0{,}5$ пройдет расстояние $l+\Lambda/2$, т. е. $400+66=466$ м.

Из приведенного выше уравнения получим $\Lambda=138$ м.

Таким образом, уточненное значение $\Lambda/2=69$ м.

$$t_{**} = \frac{469}{6{,}944\cdot 10^{-6}} = 67{,}54\cdot 10^6 \text{ с}^2 = 782 \text{ сут}.$$

Время, в течение которого из пласта будет добываться нефть вместе с растворителем,

$$t_{**} = \frac{138}{w} = \frac{138}{6{,}944\cdot 10^{-6}} = 19{,}85\cdot 10^6 \text{ с} = 230 \text{ сут}.$$

Определим объем растворителя в смеси с нефтью:

$$V_{\text{ср}} \approx \frac{bhm(1-s_{\text{св}})\Lambda}{2} = \frac{0{,}25\cdot 2000\cdot 0{,}95\cdot 138}{2} =$$

$$= 32{,}78\cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Для установления объема растворителя, оставшегося в обводненной части пласта, при подходе фронта воды $x_в$ к концу пласта построим на основе данных относительных проницаемостей функцию $f(s)$ (рис. 116). В соответствии с теорией непоршневого вытеснения из пласта водой не смешивающихся с ней жидкостей и кривой зависимости, показанной рис. 116, получим

$$f'(s_в) = 1{,}409; \qquad f(s_в) = 0{,}93; \qquad s_в = 0{,}71.$$

Оставшийся в пласте объем растворителя

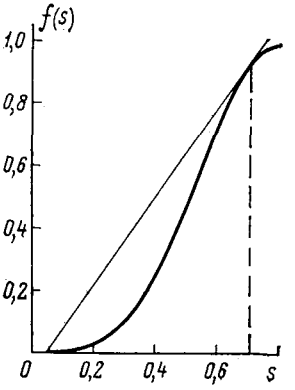


Рис. 116. Кривая зависимости $f(s)$ от s

$V_{ор}$ к началу добычи из пласта смеси воды и растворителя определим так:

$$V_{ор} = bhml(1 - s_{св}) - \frac{bhml}{f'(s_в)} =$$

$$= 0{,}25 \cdot 200 \cdot 10 \cdot 400 \left(0{,}95 - \frac{1}{1{,}409}\right) = 48{,}06 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Таким образом, суммарный объем растворителя, который следует закачать в пласт, создавая оторочку, составит

$$V_р = V_{ср} + V_{ор} = 32{,}78 \cdot 10^3 + 48{,}06 \cdot 10^3 = 80{,}84 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Объем оторочки растворителя в долях порового объема пласта будет

$$\frac{V_р}{V_п} = \frac{80{,}84 \cdot 10^3}{0{,}25 \cdot 200 \cdot 10 \cdot 400} = 0{,}404,$$

Доля растворителя, оставляемого в пласте к началу извлечения его вместе с водой,

$$\frac{V_{ор}}{V_р} = \frac{48{,}06 \cdot 10^3}{80{,}84 \cdot 10^3} \approx 0{,}6.$$

Безусловно, в процессе добычи растворителя вместе с водой из пласта будет извлечено определенное дополнительное количество этого реагента.

§ 2. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЗАКАЧКИ В ПЛАСТ ДВУОКИСИ УГЛЕРОДА

К веществу, хорошо смешивающемся с нефтью, относится двуокись углерода CO_2, которую используют в качестве агента, закачиваемого в пласт для вытеснения нефти. Источники CO_2— природные месторождения, содержащие часто смесь углекислого газа с углеводородами и в ряде случаев с сероводородом, отходы химических производств, дымовые газы крупных энергетических и металлургических установок.

Двуокись углерода в стандартных условиях, т. е. при давлении 10^5 Па и температуре 273,2 К, — газ. На рис. 117 показана pT-диаграмма двуокиси углерода, из которой видно, что критическое давление ее составляет 7,38 МПа, а критическая температура 304,15 К. Это довольно низкая температура для обычных условий глубокозалегающих нефтяных месторождений. Поэтому, если нагнетать CO_2 в пласты, залегающие на глубине 1500—2000 м с температурой 310—350 К при давлении 10—20 МПа, то двуокись углерода будет находиться в закритическом состоянии. В стандартных условиях, когда это вещество находится в газовом состоянии, $\mu_у = 0{,}0137 \cdot 10^{-3}$ Па·с, а плотность $\rho_у = 1{,}98$ кг/м^3. При переходе в жидкое состояние вязкость углекислоты увеличивается примерно в 3 раза, с ростом давления она также увеличивается, а с повышением температуры — понижается.

На рис. 118 показаны кривая зависимости вязкости углекислоты от давления при различных температурах. При давлении выше 10 МПа и температуре 300—310 К происходит полное

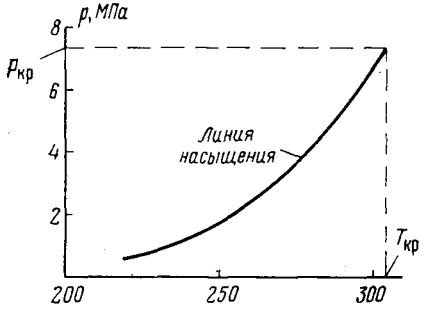


Рис. 117. pT-диаграмма для CO_2

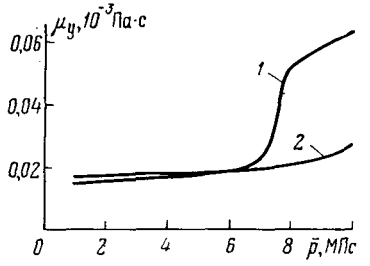


Рис. 118. Кривая зависимости вязкости двуокиси углерода μ_y от давления при различных температурах:
1 — при T=303,2 К; *2* — при T=333,2 К

смешивание CO_2 с углеводородной частью нефти. Однако в этом случае смолы и асфальтены слабо растворяются в смеси CO_2 и легких углеводородов. Они могут выпасть в осадок.

Для достижения полной смешиваемости CO_2 с углеводородами нефти при повышенных температурах следует увеличить давление. Например, при температуре порядка 360 К оно составляет около 30 МПа.

В тяжелых компонентах нефти CO_2 растворяется, хотя и слабо. Она способствует набуханию углеводородов, их разрыхлению и отрыву от зерен пород, если углеводороды на них адсорбировались. При давлении порядка 10 МПа и температуре 300—310 К в 1 м³ нефти может раствориться 250—300 м³ CO_2 замеренного при стандартных условиях. По свойству растворимости в углеводородах CO_2 сходен с пропаном. Вместе с тем двуокись углерода растворяется и в воде, но примерно в 10 раз меньшем количестве при одних и тех же условиях. Растворяясь в нефти, CO_2 уменьшает ее вязкость.

Таким образом, двуокись углерода в жидком, газообразном или закритическом состоянии может быть использована как растворитель нефти с целью ее извлечения из недр. Известны несколько разновидностей технологии разработки нефтяных месторождений с закачкой CO_2 в пласты для вытеснения из них нефти.

В одной из них двуокись углерода нагнетают в неистощенный пласт в виде оторочки, продвигаемой по пласту закачиваемой в него водой, аналогично рассмотренному процессу вытеснения нефти из пласта оторочкой углеводородного растворителя. Другую разновидность используют в истощенных пластах с низким пластовым давлением порядка 1 МПа, когда CO_2 непрерывно закачивают в пласт в газообразном состоянии.

При осуществлении такого процесса, сходного с процессом циклической закачки газа, газообразную двуокись углерода сле-

дует прокачивать через пласт в объеме, в несколько раз превышающем поровый объем пласта. Легкие углеводороды нефти при этом экстрагируются, переходя в газообразную смесь CO_2 и углеводородов. На дневной поверхности необходимо разделять CO_2 и углеводороды, т. е. регенерировать двуокись углерода и снова нагнетать ее в пласт.

Однако при низких пластовых давлениях описанный процесс не достаточно эффективен, поскольку потребуется закачка в пласт значительного объема CO_2 для извлечения углеводородов. Отношение этого объема CO_2 к объему извлеченных углеводородов может достигать 100 $м^3$ на 1 $м^3$ и более. Кроме того, при низких пластовых давлениях полное смешивание CO_2 и нефти не возникает и из нефти извлекаются только легкие углеводороды.

Можно осуществлять воздействие на пласт и иначе. Вначале, т. е. в первой фазе процесса, в пласт интенсивно закачивают CO_2 при резком ограничении или прекращении отбора нефти. Пластовое давление при этом повышается. Если позволяют пластовые, а также технические и экономические условия, давление в пласте доводят до давления полной смешиваемости CO_2 и нефти. Конечно, и при этом в пористой среде могут выпадать смолы и асфальтены. Однако углеводородные компоненты нефти, включая тяжелые, извлекаются из пласта. При достижении заданного давления производят одновременно и закачку в пласт CO_2, и отбор из него смеси углеводородов нефти и CO_2.

Третья разновидность технологии разработки нефтяных пластов с применением двуокиси углерода состоит в растворении CO_2 в воде, т. е. в получении так называемой карбонизированной воды и закачке ее в пласт для вытеснения из него нефти, как и при обычном заводнении. Вследствие большего химического «родства» нефти и CO_2, чем воды и CO_2, при контакте карбонизированной воды с нефтью молекулы CO_2 диффундируют, разрыхляют пленки тяжелой нефти на поверхности зерен породы, делают эти пленки подвижными, что приводит к увеличению количества извлекаемой нефти из пластов. На рис. 119, *а* показаны пленки тяжелой нефти, остающиеся на зернах породы при вытеснении нефти из пластов обычной водой, а на рис. 119, *б* видно, как пленки этой нефти отделяются от породы при вытеснении нефти карбонизированной водой.

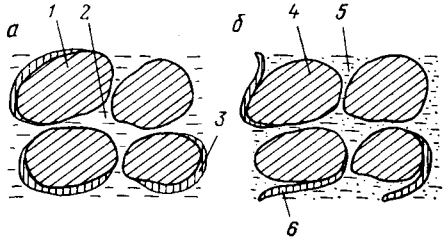


Рис. 119. Схема отрыва пленок нефти от породы при закачке в пласт карбонизированной воды:

1, 4 — зерна породы; *2* — обычная вода; *3* — пленки нефти; *5* — карбонизированная вода; *6* — отрывающиеся от зерен породы пленки нефти.

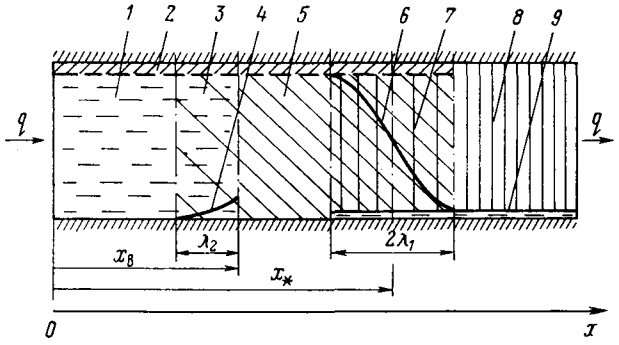


Рис. 120. Схема вытеснения нефти из прямолинейного пласта оторочкой двуокиси углерода, проталкиваемой водой:

1 — вода; *2* — тяжелый остаток; *3* — область смешения CO_2 и воды; *4* — распределение концентрации CO_2 в воде; *5* — оторочка CO_2; *6* — распределение концентрации CO_2 в нефти (без тяжелого остатка); *7* — область смешения CO_2 и нефти; *8* — нефть; *9* — связанная вода

Из трех указанных разновидностей технологии разработки нефтяных пластов с закачкой в них двуокиси углерода первая, т. е. вытеснение нефти оторочкой CO_2, проталкиваемой водой, имеет преимущества перед остальными, так как по сравнению со второй требует меньших затрат двуокиси углерода и в более значительной степени обеспечивает вытеснение тяжелого остатка нефти после экстракции из нее легких углеводородов. По сравнению с третьей разновидностью первая более универсальна и позволяет извлечь большее количество нефти из пластов. Ведь рассчитывать только на эффект отрыва пленок тяжелой нефти от зерен породы не всегда надежно: такие пленки могут составлять очень незначительную долю остаточной нефти. Заметим, что увеличению нефтеотдачи способствует также «разбухание» нефти при растворении в ней CO_2.

Рассмотрим расчетную модель процесса вытеснения нефти из пласта оторочкой двуокиси углерода, которая может быть жидкой, газообразной или находиться в закритическом состоянии. Оторочка двуокиси углерода продвигается по пласту водой (рис. 120). В обводненной части пласта остаются тяжелые фракции нефти, которые будем считать невытесняемыми водой. На границе $x=x_*$ происходит конвективная, в том числе разновязкостная, диффузия и образуется область смешения CO_2 с нефтью длиной $2\lambda_1$. Однако в отличие от рассмотренного процесса вытеснения нефти полным ее растворителем в оторочку CO_2 переходят из нефти только легкие углеводороды и уже в области смешения образуется малоподвижный остаток нефти, состоящий в основном из смол и асфальтенов. Количество этого остатка зависит от компонентного состава нефти и, конечно, может быть различным у различных нефтей. Эта величина определяется экспериментальным путем. Следует отметить, что

при вытеснении некоторых нефтей, содержащих смолы и асфальтены, сжиженным пропаном также может наблюдаться выпадение из нефти твердого остатка. Размер области смешения нефти и CO_2 описывается уравнением конвективной разновязкостной диффузии (VI.6) и расчет ее длины $\Lambda_1 = 2\lambda_1$ производят по формуле (VI.10).

Важнейшая цель расчета параметров процесса разработки нефтяного пласта с использованием закачки в него оторочки CO_2, продвигаемой водой, — определение необходимого размера оторочки.

Поэтому нужно учитывать факторы, приводящие в конце концов к ее исчезновению. Один из факторов — растворение в нефти — уже указан и рассмотрен. Второй фактор заключается в растворении CO_2 в контактирующей с ней воде, т. е. в диффузии двуокиси углерода в воду, продвигающую оторочку CO_2. Как уже было сказано, CO_2 растворяется не только в нефти, но и в воде. Вязкость двуокиси углерода, как видно из графика (см. рис. 118), при одних и тех же пластовых давлении и температуре меньше вязкости воды, равной около 10^{-3} Па·с. Поэтому в отличие от конвективной разновязкостной диффузии менее вязкой CO_2 в более вязкую нефть в области смешения CO_2 и нефти, на контакте вода — CO_2, градиент вязкости смеси направлен против потока и конвективное проникновение воды в CO_2 будет меньше. Однако конвективная диффузия CO_2 в воду все же будет происходить. Поэтому примем, что на контакте вода — CO_2 происходит односторонняя конвективная диффузия по направлению против потока движущихся в пласте веществ. Влиянием разновязкостной диффузии будем пренебрегать, считая конвективную диффузию обычной.

На границе $x = x_в$ (см. рис. 120) концентрация CO_2 в воде будет равна предельной равновесной концентрации CO_2 в воде при данных пластовом давлении и температуре. На границе области смешения $x = x_в - \lambda_2$ удельная концентрация CO_2 в воде $c_2 = 0$.

При расчете размера области смешения CO_2 и углеводородной части нефти введем, аналогично тому, как это сделано в предыдущем параграфе, подвижную координату $\xi_1 = x - w_1 t$, а для расчета области смешения воды и CO_2 — подвижную координату $\xi_2 = x - w_2 t$, где w_1 — скорость движения координаты x_*, где концентрация CO_2 в нефти составляет 0,5, а w_2 — скорость движения кординаты $x = x_в$.

Распределение концентрации двуокиси углерода в воде c_2 будем искать в виде

$$c_2(\xi, \tau) = \alpha_2 \left[1 + \frac{3}{2} \frac{\xi_2}{\lambda_2(\tau)} - \frac{\xi_2^3}{2\lambda_2^3(\tau)} \right], \qquad \text{(VI.14)}$$

где α_2 — концентрация двуокиси углерода в воде на границе ее с углекислотой.

Уравнение конвективной диффузии двуокиси углерода в воду имеет вид

$$\frac{\partial c_2}{\partial \tau} = D_E \frac{\partial^2 c_2}{\partial \xi_2^2}. \qquad \text{(VI.15)}$$

Имеем

$$\frac{\partial c_2}{\partial \tau} = \frac{3}{2\lambda_2^2}\left(\frac{\xi_2^3}{\lambda_2^2} - \xi_2\right)\frac{d\lambda_2}{d\tau}; \qquad \text{(VI.16)}$$

$$\frac{\partial^2 c_2}{\partial \xi_2^2} = -\frac{3\xi_2}{\lambda_2^3}.$$

Подставляя выражения (VI.16) в (VI.15) и интегрируя левую и правую части уравнения (VI.15) от λ_2 до 0 по ξ_2, получим

$$\lambda_2 = (8D_E\tau)^{1/2}. \qquad \text{(VI.17)}$$

Суммарный объем $V_{ув}$ двуокиси углерода, диффундировавшей в воду к моменту времени t, определится следующим образом:

$$V_{ув} = bhms\alpha_2 \int_{-\lambda}^{0} c_2(\xi_2, \tau)\, d\tau =$$

$$= \frac{3}{8} bhm\alpha_2 s\lambda_2 = 1{,}0607 bhms\alpha_2 (D_E t)^{1/2}. \qquad \text{(VI.18)}$$

где s — водонасыщенность в обводненной области пласта.

Пример VI.2. Прямолинейный пласт длиной $l=500$ м, шириной $b=250$ м, общей толщиной $h_0=15$ м предполагается разрабатывать путем вытеснения нефти оторочкой двуокиси углерода, продвигаемой водой. Коэффициент охвата пласта процессом $\eta_2=0{,}8$. Пористость пласта $m=0{,}25$, вязкость насыщающей пласт нефти $\mu_н=4\cdot10^{-3}$ Па·с, вязкость углекислого газа в пластовых условиях $\mu_у=0{,}05\cdot10^{-3}$ Па·с, насыщенность связанной водой $s_{св}=0{,}05$. Нефть содержит 20% по объему смол и асфальтенов. При вытеснении нефти оторочкой CO_2 смолы и асфальтены примерно наполовину вытесняются из пласта, а остальная их часть осаждается в пористой среде и не движется. Поэтому можно принять, что в водонасыщенной части пласта остаточная нефтенасыщенность (насыщенность смолами и асфальтенами) $s_н=0{,}1$ и, следовательно, водонасыщенность $s=0{,}9$.

Расход закачиваемой в пласт углекислоты и затем воды, приведенный к пластовым условиям, составляет $q=400$ м³/сут.

Требуется определить объем оторочки углекислоты $V_{от}$ исходя из того условия, что к моменту подхода к концу пласта $x=l$ середины области смешения CO_2 и нефти в пласте не остается чистой двуокиси углерода. $K_w=0{,}1$ м; $K_\mu=2{,}45\cdot10^5$ м/(Па·с).

Определим прежде всего скорость фильтрации в пласте. Имеем

$$v = \frac{a}{bh} = \frac{400}{250\cdot15\cdot0{,}8} = 0{,}1333\ \frac{\text{м}}{\text{сут}} = 1{,}543\cdot10^{-6}\ \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

Истинную скорость в области смешивания нефти и CO_2 определяем по формуле

$$w = \frac{v}{m(1 - s_{н\,ост} - s_{св})} = \frac{1{,}543\cdot10^{-6}}{0{,}25(1 - 0{,}1 - 0{,}05)} = 7{,}261\cdot10^{-6}\ \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

Отсюда время t_* подхода сечения с концентрацией $c=0{,}5$ к концу пласта определяется следующим образом:

$$t_* = \frac{l}{w} = \frac{500}{7{,}261 \cdot 10^{-6}} = 6{,}886 \cdot 10^7 \text{ с} = 797 \text{ сут}.$$

Параметр

$$\beta = \frac{2{,}45 \cdot 10^5 \cdot 3{,}95 \cdot 10^{-3}}{2} = 484 \text{ м}.$$

Коэффициент конвективной диффузии

$$D_E = 10^{-9} + 0{,}1 \cdot 7{,}26 \cdot 10^{-6} = 7{,}271 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}.$$

По второй асимптотике, т. е. по формуле (VI.13), имеем

$$\Lambda_1 = (96 \cdot 484 \cdot 7{,}271 \cdot 10^{-7} \cdot 6{,}886 \cdot 10^7)^{1/3} = 132{,}5 \text{ м}.$$

При уточнении по полной формуле получим $\Lambda_1 = 133$ м.

Среднее количество CO_2 в зоне смеси ее с нефтью определяем по формуле

$$V_{ср} = \frac{bhm\,(1 - s_{н\,ост} - s_{св})\,\Lambda_1}{2} = \frac{0{,}25 \cdot 250 \cdot 12 \cdot 0{,}85 \cdot 133}{2} = 42{,}39 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Поровый объем пласта, охваченный процессом воздействия двуокисью углерода:

$$V_{оп} = bhml = 0{,}25 \cdot 250 \cdot 12 \cdot 500 = 375 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Учитывая незначительную растворимость CO_2 в воде по сравнению с ее растворимостью в нефти, полагаем, что в сечении $\xi_2 = 0$ в воде будет растворяться 5% CO_2. Следовательно, $\alpha_2 = 0{,}05$. Объем углекислоты, растворенной в воде к моменту времени $t = t_*$, определим по формуле (VI.18). Имеем

$$V_{ув} = 1{,}0607 \cdot 0{,}25 \cdot 250 \cdot 12 \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}05\,(7{,}271 \cdot 10^{-7} \cdot 6{,}886 \cdot 10^7)^{1/2} = 253{,}3 \text{ м}^3.$$

Всего будет затрачен на оторочку объем CO_2, равный

$$V_у = 42\,390 + 253{,}3 = 42{,}65 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

По отношению к поровому объему пласта это составляет 11,4%.

§ 3. ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТОВ ВОДНЫМИ РАСТВОРАМИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

При вытеснении нефти из пласта смешивающимся с ней веществом кардинально решается проблема полной ликвидации поверхности раздела между нефтью и веществом-вытеснителем, «исчезают» капиллярные силы, нефть растворяется в этом веществе, в результате чего можно полностью извлечь ее из области пласта, охваченной процессом вытеснения. Но нельзя ли при обычном заводнении каким-либо образом снизить поверхностное натяжение на границе нефти с водой в пористой среде, улучшить смачиваемость водой поверхностей зерен породы с тем, чтобы пленки лучше отмывались от пород и под воздействием потока воды перемещались к добывающим скважинам?

Оказывается, такая возможность в принципе имеется. Если добавить к закачиваемой в пласт воде поверхностно-активное вещество (ПАВ), то можно существенно снизить поверхност-

ное натяжение на контакте нефть — вода и сделать поверхность зерен горных пород-коллекторов более смачиваемой водой, т. е. увеличить ее гидрофильность. Кроме того, если какая-то часть остаточной нефти в заводненной области пласта находится в виде глобул, застрявших в сужениях пористой среды, и под действием градиентов давления не может двигаться, то со снижением поверхностного натяжения эти глобулы будут легче деформировать поверхность и продвигаться через сужения пор.

Эффективность вытеснения нефти из пластов растворами ПАВ зависит от степени диспергирования нефти в заводненной области пласта, структуры порового пространства, доли нефти, оставшейся в виде пленок на зернах породы во всей остаточной нефти, характера физико-химического взаимодействия ПАВ и пород-коллекторов и т. д. Найти оптимальные условия применения какого-либо конкретного ПАВ или подобрать для заданных пластовых условий наиболее эффективное ПАВ — дело трудное.

Всем физико-химическим методам разработки нефтяных месторождений, включая вытеснение нефти водными растворами ПАВ, полимерное и мицеллярно-полимерное заводнение, сопутствует явление сорбции поверхностно-активных добавок к воде на зернах породы. Это оказывает решающее влияние на процесс извлечения нефти из пластов и экономику физико-химических методов разработки нефтяных месторождений. Поэтому рассмотрим его подробно с количественной стороны прежде всего на примере вытеснения нефти из прямолинейного пласта водным раствором ПАВ.

Уравнения фильтрации нефти и воды в пласте при вытеснении из него нефти водным раствором ПАВ остаются, по существу, такими же, что и при вытеснении нефти из пласта обычной водой.

Если использовать модель непоршневого вытеснения, то и уравнения неразрывности фильтрующихся жидкостей и обобщенный закон фильтрации нефти и воды остаются теми же, что и при вытеснении нефти из пласта обычной водой. Однако относительные проницаемости во время вытеснения нефти из пласта водным раствором ПАВ несколько изменяются. На рис. 121 показаны кривые относительных проницаемостей $k_в(s)$ и $k_н(s)$, построенные по

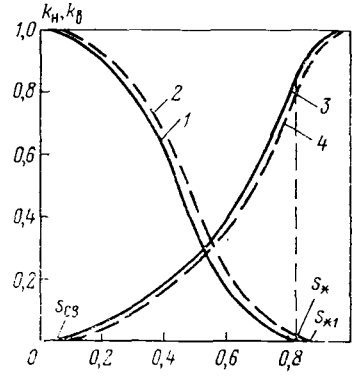


Рис. 121. Кривые относительных проницаемостей при вытеснении нефти обычной водой и водным раствором ПАВ:

Относительная проницаемость: $1 - k_н$ для нефти при вытеснении ее обычной водой; $2 - k_{н1}$ для нефти при вытеснении ее водным раствором ПАВ; $3 - k_в$ для обычной воды; $4 - k_в^1$ для водного раствора ПАВ

данным вытеснения нефти обычной водой (сплошные линии) и водным раствором ПАВ (пунктирные линии). Как видно из этого рисунка, при использовании водных растворов ПАВ кривая относительной проницаемости для нефти перемещается вправо по сравнению с кривой проницаемости при вытеснении нефти обычной водой.

Так как количество остаточной нефти в пласте при вытеснении нефти водным раствором ПАВ уменьшается, соответствующая величина $s_{*1} > s_*$.

Однако, чтобы построить математическую модель процесса вытеснения нефти водным раствором ПАВ, необходимо помимо уравнений фильтрации нефти и воды использовать уравнение переноса ПАВ в пласте с учетом его сорбции в пористой среде. Получим это уравнение.

Для его вывода рассмотрим элемент пористой среды, аналогичный элементу, показанному на рис. 108. В этот элемент через левую грань входит вместе с водой за время Δt количество ПАВ, равное $v_в bhc\Delta t$ (c — удельная концентрация ПАВ в воде). За это же время через правую грань элемента пласта выходит количество ПАВ, равное

$$v_в bhc\Delta t + bh\frac{\partial (v_в c)}{\partial x}\Delta x\Delta t.$$

В воде, насыщающей элемент пласта, за время Δt происходит приращение ПАВ, равное

$$bhm\frac{\partial (sc)}{\partial t}\Delta x\Delta t.$$

На зернах породы за этот же отрезок времени сорбируется количество ПАВ, равное

$$bhm\frac{\partial A}{\partial t}\Delta x\Delta t,$$

где A — общее количество сорбировавшегося ПАВ.

На основе баланса ПАВ в элементе пласта получим

$$bhv_в c\Delta t - \left(bhv_в c\Delta t - bh\frac{\partial (v_в c)}{\partial x}\right)\Delta x\Delta t =$$

$$= bhm\frac{\partial (sc)}{\partial t}\Delta x\Delta t + bh\frac{\partial A}{\partial t}\Delta x\Delta t, \qquad \text{(VI.19)}$$

Из (VI.19) получим дифференциальное уравнение переноса ПАВ в прямолинейном пласте:

$$\frac{\partial (v_в c)}{\partial x} + m\frac{\partial (sc)}{\partial t} + \frac{\partial A}{\partial t} = 0. \qquad \text{(VI.20)}$$

Уравнение (VI.20) можно представить в развернутом виде следующим образом:

$$c\left(\frac{\partial v_в}{\partial x} + m\frac{\partial s}{\partial t}\right) + v_в\frac{\partial c}{\partial x} + ms\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{\partial A}{\partial t} = 0.$$

Учитывая, что здесь стоящее в скобках выражение равно нулю на основе уравнения неразрывности фильтрующейся воды, получим

$$v_в \frac{\partial c}{\partial x} + ms\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{\partial A}{\partial t} = 0. \qquad \text{(VI.21)}$$

Из уравнений совместной фильтрации нефти и воды, как это показано в гл. IV, вытекает следующее уравнение для определения водонасыщенности:

$$vf'(s)\frac{\partial s}{\partial x} + m\frac{\partial s}{\partial t} = 0. \qquad \text{(VI.22)}$$

Уравнение (VI.21) можно переписать в виде

$$vf'(s)\frac{\partial c}{\partial x} + ms\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{\partial A}{\partial t} = 0. \qquad \text{(VI.23)}$$

Таким образом, можно считать, что уравнение (VI.22) служит для определения распределения водонасыщенности s в пласте, а (VI.23) — для расчета концентрации в нем ПАВ. Однако при этом необходимо выразить A в зависимости от концентрации ПАВ в воде.

Такие зависимости называются изотермами сорбции. Для описания сорбции ПАВ в элементе пласта обычно применяют два вида изотерм сорбции — изотерму Лэнгмюра и изотерму Генри. Для первой из них

$$A = \frac{c}{a + bc}, \qquad \text{(VI.24)}$$

где a и b — коэффициенты, определяемые экспериментальным путем.

Вторую изотерму сорбции получаем из первой в том случае, если коэффициент b очень мал.

$$A = c/a. \qquad \text{(VI.25)}$$

На рис. 122 показаны кривые зависимости A от c для указанных изотерм.

Подставив, например, (VI.25) в (VI.23), получим дифференциальное уравнение переноса и сорбции ПАВ в следующем виде:

$$vf'(s)\frac{\partial c}{\partial x} + \left(ms + \frac{1}{a}\right)\frac{\partial c}{\partial t} = 0. \qquad \text{(VI.26)}$$

Таким образом, можно рассчитать распределение водонасыщенности и концентрации ПАВ в пласте при непоршневом вытеснении нефти водным раствором ПАВ с учетом сорбции ПАВ на основе уравнений (VI.22) и (VI.26).

Однако более просто это определить для поршневого вытеснения нефти водным раствором ПАВ. В этом случае распреде-

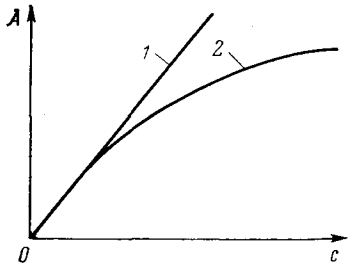


Рис. 122. Кривые зависимости A от c для изотерм:
1 — Генри; *2* — Лэнгмюра

ление водонасыщенности, нефтенасыщенности и концентрации ПАВ в некоторый момент времени t имеет вид, показанный на рис. 123. Как будет показано ниже, ПАВ, адсорбируясь в пласте, занимает область $0 \leqslant x \leqslant x_{\text{сор}}$, где $x_{\text{сор}}$ — координата границы сорбировавшегося в пласте ПАВ или «фронта сорбции». Область $x_{\text{сор}} \leqslant x \leqslant x_*$ занята валом нефти, т. е. нефтью, дополнительно вытесненной из области $0 \leqslant x \leqslant x_{\text{сор}}$ под действием ПАВ. Область же $x_* \leqslant x \leqslant x_{\text{в}}$ занята нефтью и водой, не содержащей ПАВ. Таким образом, несмотря на то что водный раствор ПАВ закачивают в рассматриваемый пласт с начала его разработки, вытеснение нефти и дополнительное ее извлечение из пласта происходят только в области $0 \leqslant x \leqslant x_{\text{сор}}$. На границе же $x = x_{\text{в}}$ нефть вытесняется обычной водой, которая очистилась от ПАВ в области $0 \leqslant x \leqslant x_{\text{сор}}$. Фронт сорбции с координатой $x_{\text{сор}}$ «движется» слева направо со скоростью $w_{\text{сор}} = dx_{\text{сор}}/dt$. Для определения скорости $w_{\text{сор}}$ используем уравнение (VI.21).

При поршневом вытеснении нефти скорость $v_{\text{в}}$ в уравнении (VI.21) постоянна.

Решение уравнения (VI.21) в данном случае можно представить в виде

$$c = f_1(\xi); \qquad \xi = x - w_{\text{сор}} t. \tag{VI.27}$$

Имеем

$$\frac{\partial c}{\partial x} = f_1'; \qquad \frac{\partial c}{\partial t} = -f_1' w_{\text{сор}}. \tag{VI.28}$$

Подставим (VI.28) в (VI.21). В результате получим

$$f_1' \left[v_{\text{в}} - \left(ms + \frac{1}{a} \right) w_{\text{сор}} \right] = 0. \tag{VI.29}$$

Функция f'_1 в общем случае не равна нулю. Тогда должно быть равно нулю выражение, стоящее в квадратных скобках (VI.29). Из него получим

$$\frac{w_{\text{сор}}}{v_{\text{в}}} = \frac{1}{ms + \dfrac{1}{a}}. \tag{VI.30}$$

Если ввести истинную скорость воды $w_{\text{в}} = v_{\text{в}}/ms$ в области $0 \leqslant x \leqslant x_{\text{сор}}$, то

$$\frac{w_{\text{сор}}}{w_{\text{в}}} = \frac{ms}{ms + \dfrac{1}{a}}. \tag{VI.31}$$

Из формулы (VI.31) следует, что при $a \longrightarrow \infty$, т. е. при отсутствии сорбции ПАВ на породе, $w_{сор} = w_в$, как и следовало ожидать. В этом случае ПАВ фильтруется вместе с водой и фронт сорбции совпадает с фронтом вытеснения. Если же $a = 0$, т. е. на породе сорбируется бесконечное количество ПАВ, то $w_{сор} = 0$, т. е. ПАВ не может продвигаться, оседая на породе у входа в пласт.

Согласно лабораторным экспериментальным данным, в 1 м³ породы пласта может сорбироваться 2—5 кг ПАВ. Если $A = 2$ кг/м³, то при начальной концентрации ПАВ в закачиваемой воде $c = c_0 = 0{,}5$ кг/м³ согласно изотерме Генри $2 = 0{,}5/a$. Отсюда $a = 0{,}25$ м³/м³.

Из формулы (VI.30), в данном случае при $m = 0{,}2$ и водонасыщенности в области $0 \leqslant x \leqslant x_{сор}$ $s = 0{,}65$, имеем

$$\frac{w_{сор}}{v_в} = \frac{1}{0{,}2 \cdot 0{,}65 + \dfrac{1}{0{,}25}} = 0{,}242.$$

Если же вычислить отношение $w_{сор}/w_в$ по формуле (VI.31), то получим

$$\frac{w_{сор}}{w_в} = \frac{0{,}2 \cdot 0{,}7}{0{,}2 \cdot 0{,}65 + \dfrac{1}{0{,}25}} = 0{,}0339.$$

Следовательно, скорость фронта сорбции почти в 30 раз меньше истинной скорости движения воды в пористой среде.

Рассмотрим более подробно изменение размеров характерных областей прямолинейного пласта при вытеснении нефти из него водным раствором ПАВ (рис. 123). В области 1 водонасыщенность равна s_1, в области 2 — s_2, в области 3 — s_3, а в области 4 $s = s_{св}$.

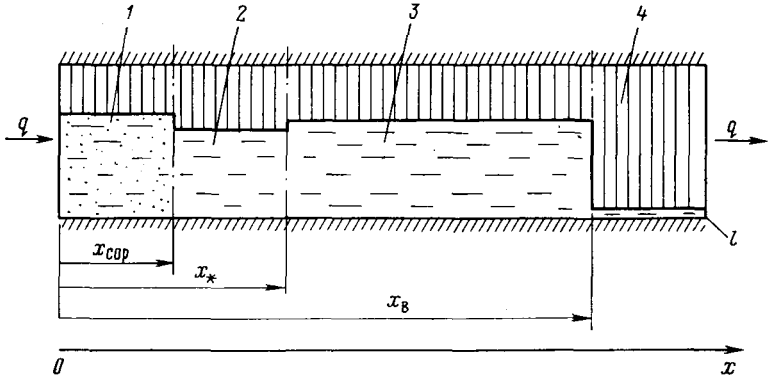


Рис. 123. Схема вытеснения нефти из прямолинейного пласта водным раствором ПАВ:
1 — область 1 (от $x=0$ до $x=x_{сор}$); *2* — область 2 ($x_{сор}<x<x_*$); *3* — область 3 ($x_*<x<x_в$); *4* — область 4 ($x_в<x<l$)

Увеличение нефтенасыщенности в области 2 по сравнению с областью 1, т. е. образование нефтяного вала, связано с перемещением дополнительно вытесняемой нефти из области 1 в область 2. Поэтому из баланса нефти, согласно рис. 123, получим соотношение

$$(s_1 - s_2)\, x_{\text{сор}} = (s_3 - s_2)\,(x_* - x_{\text{сор}}).$$

или

$$(s_1 - s_2)\, x_{\text{сор}} = (s_3 - s_2)\, x_*. \tag{VI.32}$$

Для общего баланса воды в пласте, когда $x_в < l$, имеем выражение

$$(s_3 - s_{\text{св}})\,(x_в - x_*) + (s_2 - s_{\text{св}})\,(x_* - x_{\text{сор}}) + \\ + (s_1 - s_{\text{св}})\, x_{\text{сор}} = \frac{q}{bhm}. \tag{VI.33}$$

Из (VI.32) и (VI.33) получим

$$bhm\,(s_3 - s_{\text{св}})\frac{dx_в}{dt} = q. \tag{VI.34}$$

При постоянном расходе закачиваемой в пласт воды ($q = \text{const}$) с помощью уравнения (VI.34) определим положение фронта $x_в$ в любой момент времени, если $x_в < l$. Положение фронта сорбции установим, как было сказано, по выражению (VI.31).

Чтобы найти положение границы нефтяного вала $x_* = x_*(t)$ и водонасыщенности s_2 в области 2, следует учитывать относительные проницаемости для нефти и воды.

Из формулы (VI.32) получим соотношение скоростей $w_{\text{сор}}$ и $w_* = dx/dt$:

$$w_* = \frac{s_1 - s_2}{s_3 - s_2}\, w_{\text{сор}}. \tag{VI.35}$$

Скорость фильтрации воды $v_{в2}$ в области 2 выразим следующим образом:

$$v_{в2} = v - m\,(s_1 - s_{\text{св}})\, w_{\text{сор}}; \qquad v = q/(bh). \tag{VI.36}$$

Поскольку $v = v_{в2} + v_{н2}$ ($v_{н2}$ — скорость фильтрации нефти в области 2), с учетом обобщенного закона Дарси имеем

$$\frac{v_{в2}}{v_{н2}} = \frac{v - m\,(s_1 - s_{\text{св}})\, w_{\text{сор}}}{m\,(s_1 - s_{\text{св}})\, w_{\text{сор}}} = \frac{k_в\,(s_2)\,\mu_н}{k_н\,(s_2)\,\mu_в}, \tag{VI.37}$$

где $k_в(s_2)$, $k_н(s_2)$ — относительные проницаемости соответственно для воды и нефти в области 2.

Определив s_2 из соотношения (VI.37), если заданы s_1, $s_{\text{св}}$, $k_в(s_2)$ и $k_н(s_2)$, и зная все необходимые величины, входящие в (VI.35), найдем w_*. После интегрирования (VI.35) получим зависимость $x_* = x_*(t)$. Таким образом, все необходимые парамет-

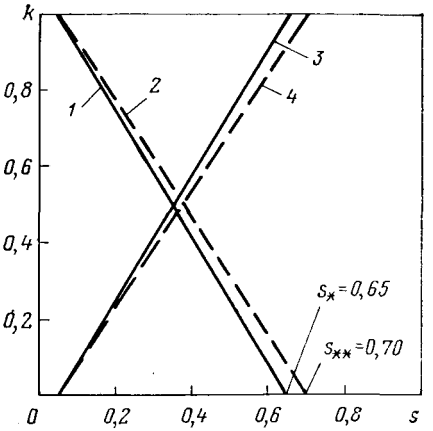


Рис. 124. Зависимость относительных проницаемостей k для нефти и воды и нефти и водного раствора ПАВ от водонасыщенности s. Относительная проницаемость:

1 — для нефти при вытеснении ее водой; *2* — для нефти при вытеснении ее водным раствором ПАВ; *3* — для воды; *4* — для водного раствора ПАВ

ры, характеризующие процесс вытеснения нефти из пласта водным раствором ПАВ, определены.

Пример VI.3. Пусть из того же прямолинейного пласта длиной $l = 400$ м, шириной $b = 400$ м и толщиной, охваченной процессом вытеснения, $h = 10$ м вытесняется нефть водным раствором ПАВ. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_н = 4 \cdot 10^{-3}$ Па·с, вязкость воды $\mu_в = 10^{-3}$ Па·с, пористость пласта $m = 0,2$, $s_{св} = 0,05$. Параметр изотермы сорбции Генри $a = 0,25$ м³/м³.

Относительные проницаемости для нефти и воды как при вытеснении нефти водным раствором ПАВ, так и чистой водой линейно зависят от водонасыщенности (рис. 124), причем, согласно лабораторным экспериментальным данным, $s_* = 0,65$; $s_{**} = 0,7$.

Расход закачиваемой в пласт воды $q = 500$ м³/сут. Требуется определить время t_* подхода к концу пласта ($x = l$) передней границы нефтяного вала x_*, считая, что вытеснение нефти водой и водным раствором ПАВ происходит поршневым образом.

Положим $s_1 = s_{**} = 0,7$; $s_3 = s_* = 0,65$. Таким образом, конечная нефтеотдача при применении водного раствора ПАВ возрастает на 5% по сравнению с нефтеотдачей при обычном заводнении.

Определим скорость фильтрации воды $v_1 = v$ в области 1. Имеем

$$v = \frac{q}{bh} = \frac{500}{400 \cdot 10} = 0,125 \frac{\text{м}}{\text{сут}} = 0,1447 \cdot 10^{-5} \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

Отношение скорости фронта сорбции $w_{сор}$ к скорости фильтрации v установим по формуле (VI.30). Имеем

$$\frac{w_{сор}}{v} = \frac{1}{0,25 \cdot 0,65 + \dfrac{1}{0,25}} = 0,242.$$

Отсюда $w_{сор} = 0,1447 \cdot 10^{-5} \cdot 0,242 = 0,35 \cdot 10^{-6}$ м/с.

Для левой части соотношения (VI.37)

$$\frac{v - m(s_1 - s_{св}) w_{сор}}{m(s_1 - s_{св}) w_{сор}} = \frac{0,1447 \cdot 10^{-5} - 0,2 \cdot 0,65 \cdot 0,35 \cdot 10^{-6}}{0,2 \cdot 0,65 \cdot 0,35 \cdot 10^{-6}} = 31,49.$$

После подстановки цифровых значений величин, входящих в правую часть (VI.37), получим

$$\frac{k_в(s_2)\,\mu_н}{k_н(s_2)\,\mu_в} = \frac{4(s_2 - 0,05)}{0,7 - s_2}.$$

Таким образом

$$\frac{4\,(s_2-0{,}05)}{0{,}7-s_2}=31{,}49.$$

Отсюда $s_2=0{,}627$.

Следовательно,

$$\omega_*=\frac{s_1-s_2}{s_3-s_2}\,w_{\text{сор}}=\frac{0{,}7-0{,}627}{0{,}65-0{,}6}\cdot 0{,}35\cdot 10^{-6}=1{,}111\cdot 10^{-6}\ \text{м/с}.$$

Тогда

$$t_*=\frac{l}{\omega_*}=\frac{400}{1{,}111\cdot 10^{-6}}=4167\ \text{сут}=11{,}4\ \text{года}.$$

За это время в пласт будет закачано $2{,}084\cdot 10^6$ м³ водного раствора ПАВ. При концентрации ПАВ в воде 0,5 кг на 1 м³ в пласт будет введено 1042 т ПАВ.

Следовательно, в соответствии с принятой схемой процесса вытеснения нефти из пласта водным раствором ПАВ дополнительно извлекаемая нефть станет поступать на поверхность через 11,4 года после начала процесса.

§ 4. ПОЛИМЕРНОЕ И МИЦЕЛЛЯРНО-ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

При вытеснении из пластов нефтей различной вязкости обычной водой текущая и конечная нефтеотдача снижается с увеличением отношения вязкостей нефти и воды. Для уменьшения этого отношения и, следовательно, увеличения нефтеотдачи используют водные растворы полимеров. В качестве полимера, закачиваемого в нефтяные пласты, чаще всего применяют полиакриламид (ПАА). Молекулярное строение ПАА таково, что молекулы этого вещества схематично можно представить в виде длинных цепочек, состоящих из атомов углерода, водорода и азота. Молекулярная масса полимеров порядка 10^6. В определенных условиях молекула полимера представляет собой цепочку, длина которой соизмерима с размерами пор пласта. В некоторых случаях цепочка может быть свернутой в клубок или шар. Молекулы полимера, продвигаясь в пористой среде, в водном растворе как бы «цепляются» за зерна этой среды, создавая дополнительное фильтрационное сопротивление и сорбируясь на зернах поверхности пород.

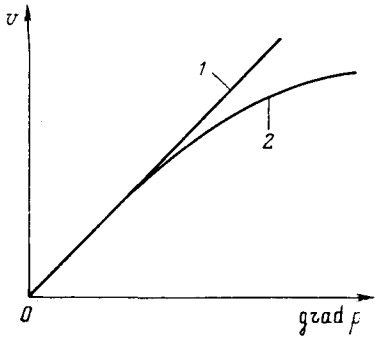


Рис. 125. Зависимость скоростей фильтрации воды и дилатантной жидкости от grad p

Фильтрация водного раствора полимеров происходит таким образом, что с увеличением градиента давления скорость его движения возрастает медленнее по

сравнению со скоростью воды по закону Дарси. Жидкость, скорость фильтрации которой нелинейно зависит от градиента давления, и притом с каждым приращением градиента давления она возрастает на все меньшую величину, называется дилатантной. На рис. 125 показана зависимость скорости фильтрации от градиента давления для обычной воды (кривая *1*) и для водного раствора полимера (кривая *2*). Формулу закона фильтрации водного раствора ПАА можно представить в виде

$$v = -\frac{k}{\mu_{вп}}(|\operatorname{grad} p|)^n, \qquad n < 1, \tag{VI.38}$$

где $\mu_{вп}$ — вязкость водного раствора полимера.

Однако с учетом фактора сопротивления R эта формула имеет вид

$$v = -\frac{k}{\mu_{вп} R}\operatorname{grad} p. \tag{VI.39}$$

Такое представление закона фильтрации водного раствора полимера возникло в связи со следующим обстоятельством. Если замерять вязкость водного раствора ПАА на вискозиметре, то она составит $\mu_{вп}$. Если же прокачивать водный раствор ПАА через пористую среду, то перепад давления в такой среде возрастает более существенно, чем это следует из закона Дарси. Поэтому и учитывают фактор сопротивления R. Из (VI.39) следует, что

$$= R_0(|\operatorname{grad} p|)^{1-n}. \tag{VI.40}$$

Как уже было сказано, фильтрация водного раствора ПАА сопровождается его сорбцией пористой средой. При этом кривая сорбции, если концентрация ПАА в воде значительная, не соответствует изотерме Генри, а при незначительных концентрациях полимера можно с определенным приближением пользоваться такой изотермой.

Полиакриламид выпускают в виде геля, твердых гранул или порошка. Обычно применяют следующую концентрацию ПАА в воде: по гелю 1—5%, по твердому полимеру (в виде гранул или порошка) 0,08—0,4%. Вследствие высокой сорбции ПАА доводят его концентрацию до значения, при котором вязкость водного раствора этого полимера составила бы $\mu_{вп} = 5—6\ \mu_в$ ($\mu_в$ — вязкость обычной воды). В этом случае фактор сопротивления R изменяется в пределах 5—10.

Считается, водный раствор ПАА целесообразно использовать для вытеснения нефти из пластов при ее вязкости $\mu_н = (10—30) \cdot 10^{-3}$ Па·с.

В результате сорбции ПАА пористой средой в процессе вытеснения нефти образуется фронт сорбции, как и в случае вытеснения нефти водными растворами ПАВ. Впереди фронта сорбции полиакриламида в пласте движется вода, практически очищенная от него. Картина вытеснения нефти из пласта вод-

ным раствором ПАА аналогична картине ее вытеснения ПАВ, показанной на рис. 123, хотя механизмы вытеснения в этих двух процессах совершенно различны.

Расчет вытеснения нефти водным раствором ПАА из прямолинейного пласта можно провести по методике, изложенной в предыдущем параграфе, используя соответствующие характеристики вытеснения, определенные экспериментально в лабораторных условиях.

Водный раствор ПАА можно применять также для регулирования процесса вытеснения нефти водой, пользуясь тем, что этот раствор представляет собой дилатантную жидкость. Для этого закачивают раствор ПАА в высокопроницаемые пропласки, снижают тем самым скорость движения по ним воды, повышают давление нагнетания и увеличивают скорость вытеснения нефти водой из пропластков с более низкой проницаемостью.

Среди физико-химических методов разработки нефтяных месторождений известен также метод комплексного воздействия на нефтяной пласт путем закачки в него смеси ПАВ, спиртов, растворителей нефти, воды и водного раствора ПАА. Этот метод получил название *метода мицеллярно-полимерного заводнения*. По такому методу при использовании сравнительно небольшого количества углеводорода — растворителя нефти, спирта, сульфонатов или иных ПАВ — на контакте нефть — комплексный раствор создают область полного смешивания нефти с таким раствором либо на нем резко (до 10^{-6} Н/м) снижают поверхностное натяжение. По мере удаления от непосредственного контакта нефть — комплексный раствор в сторону водонагнетательных скважин доля воды в растворе должна увеличиваться до тех пор, пока он не превратится в чистую воду. Таким образом, между нефтью и водой создается область с низким или нулевым поверхностным натяжением, т. е. область полного смешивания комплексного раствора и нефти. При этом состав этого раствора изменяется от чистой воды до растворителя нефти.

При достижении определенного соотношения воды, ПАВ, углеводородов и спирта в растворе образуются физико-химически связанные группы молекул — мицеллы. Такой раствор называется *мицеллярным*.

Однако эффективная вязкость мицеллярного раствора оказывается большей, чем вязкость исходных веществ, его составляющих. Если вблизи линии нагнетания этот раствор переходит в воду, то получается, что последняя как менее вязкая жидкость должна вытеснять более вязкую жидкость — мицеллярный раствор. В таком случае коэффициент вытеснения раствора снизится. Поэтому для продвижения оторочки мицеллярного раствора по пласту используют водный раствор полимера. Такое воздействие на пласт называется *мицеллярно-полимерным заводнением*.

Известны различные составы мицеллярных растворов. Например, используют растворы такого состава (в %): 1) сульфонаты — 6; поверхностно-активное вещество ОП-4—1,2; изопропиловый спирт — 1,2; керосин — 51,6; вода — 40; 2) сульфонат — 8, ПАВ—2, нефть или состав определенных жидких углеводородов — 30, вода — 60.

§ 5. ПРОБЛЕМЫ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Наиболее изучены и испытаны физико-химические методы разработки нефтяных месторождений с вытеснением нефти из пластов углеводородными растворителями, включая обогащенный углеводородный газ и природный газ при высоком давлении, а также двуокисью углерода.

Для вытеснения нефти используют газ, содержащий 65% метана и 35% этан-пропановых фракций, а также обогащенный газ (35% метана и 65% этан-пропановых фракций). Коэффициент конечной нефтеотдачи при вытеснении нефти составляет 60—70% и более.

Результаты работ по использованию вытеснения нефти из пластов обогащенным газом при высоком давлении указывают на возможность достижения конечной нефтеотдачи 70% и выше.

Необходимое условие достижения высокой нефтеотдачи заключается в обеспечении смешиваемости нефти и газа. Для этого нефть должна быть маловязкой, содержать незначительное количество смол и асфальтенов. Физико-геологические условия пласта должны быть такими, чтобы для вытеснения нефти можно было использовать природный или обогащенный газ при высоком пластовом давлении не ниже 20 МПа.

Важное обстоятельство — наличие вблизи месторождения, в пласты которого предполагается нагнетать газ, ресурсов природного или обогащенного газа. В качестве таких ресурсов могут служить, главным образом, близлежащие газоконденсатные месторождения, а также нефтяные залежи, содержащие жирный нефтяной газ.

Опыт разработки нефтяных месторождений с использованием двуокиси углерода для вытеснения нефти показывает, что в этом случае при благоприятных условиях нефтеотдача пластов по сравнению с нефтеотдачей при обычном заводнении увеличивается на 10—15%. Наибольший эффект получают, если применяют оторочки CO_2 в жидком, закритическом или даже в газообразном состоянии. Оторочки продвигаются по пласту под воздействием закачиваемой в него воды. Процесс вытеснения нефти CO_2 следует применять преимущественно при разработке месторождений легких нефтей с незначительным содержанием тяжелых углеводородных компонентов, смол и асфальтенов, которые могут осаждаться в пористой среде при контакте нефти с двуокисью углерода и выделении из нее легких фракций.

Одной из основных проблем, возникших при использовании растворителей и газа при высоком давлении, является недопущение преждевременных прорывов газа в добывающие скважины и возрастания в несколько раз газовых факторов скважин. Сильные прорывы газа способствуют снижению коэффициента охвата пластов воздействием, вследствие чего в определенных условиях с возрастанием коэффициента вытеснения конечная нефтеотдача по сравнению с нефтеотдачей при заводнении может снизиться.

В целях преодоления трудностей, связанных с указанной проблемой, следует стремиться нагнетать обычный или обогащенный газ при высоких давлениях в повышенные части структур, а если возможно, в их купола. В этом случае гравитационное разделение нефти и газа будет несколько препятствовать прорывам последнего в добывающие скважины и снижению коэффициента охвата пласта процессом.

Проблема развития методов разработки нефтяных месторождений с использованием закачки в пласты углеводородных растворителей, обогащенного газа и обычного газа при высоком давлении носит технико-экономический характер.

Она заключается в том, что при использовании указанных методов в пласт необходимо закачивать значительные количества ценных углеводородов, далеко не полностью извлекаемых из него во время вымывания углеводородной оторочки нагнетаемыми в пласт водой или газом. В начале развития методов извлечения нефти из пластов оторочками углеводородных растворителей предполагалось, что эти оторочки будут составлять всего 0,05—0,10 порового объема пластов. Однако в дальнейшем, главным образом в связи с учетом повышенной литологической неоднородности и трещиноватости пластов, сформировалось мнение о том, что размер оторочек растворителя в пластах со сравнительно пологим залеганием должен составлять 0,2—0,25 порового объема пласта. Отсюда, если иметь в виду крупномасштабное применение процессов вытеснения нефти из пластов углеводородными растворителями, потребуется закачка в пласты и оставление в них на долгие годы (и, может быть, навсегда) огромных количеств ценных углеводородов. Возникают вопросы: откуда брать эти углеводороды? Собирать их на газоконденсатных месторождениях, разбросанных по всей стране, и сосредоточивать на нескольких нефтяных месторождениях? Или получать в результате переработки нефти, оставляя для народного хозяйства только тяжелые фракции? Это не может быть оправдано с экономической точки зрения. Однако в благоприятных условиях, закачивая, например, обогащенный газ, получаемый из недалеко расположенных газоконденсатных месторождений, в купольную часть нефтяного месторождения, можно эффективно осуществлять процесс вытеснения нефти углеводородными растворителями.

Одно из направлений, повышающих целесообразность вы-

теснения нефти из пластов обогащенным газом или обычным газом при высоком давлении, — совместная закачка воды и газа (водогазовых смесей) в пласты.

Главная проблема существующих физико-химических методов повышения нефтеотдачи, основанных на использовании добавок к закачиваемой в пласты воде физико-химически активных примесей (ПАВ, полимеров и их смесей), заключается в преодолении отрицательного влияния на процессы извлечения нефти сорбции этих примесей пористой средой, а возможно, и остаточной нефтью.

Как было показано, сорбция приводит к существенно более медленному распространению в пласте активного вещества, вытеснению значительной части нефти очищенной от добавок водой и к резкому снижению эффективности физико-химических методов повышения нефтеотдачи. Сорбция может приводить также к разрушению оторочек смесей физико-химически активных веществ.

Однако, несмотря на многие отрицательные явления, физико-химические методы повышения нефтеотдачи необходимо продолжать изучать, находить новые более эффективные композиции веществ, новые, более эффективные способы их применения для увеличения нефтеотдачи.

Эффективность же таких методов, как вытеснение нефти газом при высоком давлении и двуокисью углерода, подтверждена фактическими результатами, полученными на реальных месторождениях. Однако при использовании этих методов возник ряд технологических трудностей, связанных с транспортом CO_2 на значительные расстояния, коррозией оборудования, регенерацией CO_2 из ее смеси с нефтью и нефтяными газами и др.

Дальнейшие исследования в области физико-химических методов повышения нефтеотдачи и тщательный анализ опытно-промышленных работ помогут более точно определить эффективность этих методов.

Контрольные вопросы

1. Выведите соотношение, служащее для определения длины зоны смеси при вытеснении из пласта нефти смешивающимся с ней веществом.
2. При каких давлениях и составах нефти и втесняющего ее газа возможно образование в пласте области полного смешивания нефти и газа? Расскажите об этом с помощью треугольной диаграммы Гиббса.
3. Объясните суть механизма и технологических методов воздействия на пласт путем закачки в него двуокиси углерода.
4. Выведите формулу, доказывающую отставание фронта сорбции от фронта вытеснения при закачке в пласт водных растворов ПАВ или полимеров.
5. Объясните суть механизма и технологии мицеллярно-полимерного заводнения нефтяных пластов.

Глава VII
ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. ТЕМПЕРАТУРНАЯ ОБСТАНОВКА В ПЛАСТАХ И ЕЕ ИЗМЕНЕНИЕ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Начальное значение пластовой температуры и ее распределение определяются геотермическими условиями, в которых находится месторождение. Обычно пластовая температура нефтяных месторождений соответствует среднему геотермическому градиенту в данном геологическом регионе. Однако наблюдаются и существенные отклонения пластовой температуры от этой величины. Тогда считают, что пластовая температура повышенная или пониженная. Зоны земной коры с высокой температурой называются геотермальными зонами.

В процессе разработки нефтяного месторождения его пластовая температура может существенно измениться. Это происходит при закачке в пласт веществ, главным образом воды, с иной температурой, чем начальная пластовая, а также при экзотермических реакциях в пласте. В значительно меньшей степени, как это было показано в гл. II, пластовая температура изменяется за счет дросселирования извлекаемых жидкостей и газов и гидравлического трения о породы пласта фильтрующихся в нем веществ.

Распределение пластовой температуры под землей и изменение ее во времени называют температурным режимом месторождения. Изменение температуры в нефтяных пластах происходит в основном за счет теплопроводности и конвекции.

Нефтяные пласты не теплоизолированы от окружающих пород и от других пластов. Поэтому всякое изменение температуры на каком-либо участке по сравнению с другими участками влечет за собой ее перераспределение и перенос тепла за счет теплопроводности. Закачка в пласт воды с иной температурой, чем пластовая, и добыча из пласта нефти с пластовой температурой приводят к изменению содержания тепла в пласте и, следовательно, пластовой температуры.

Рассмотрим процесс вытеснения нефти водой из однородного прямолинейного пласта в условиях, когда закачиваемая вода имеет иную температуру, чем пластовая. Будем считать для простоты, что вытеснение нефти водой поршневое, причем остаточная нефтенасыщенность $s_{н\,ост}$ уменьшается с увеличением температуры по определенному закону.

Допустим, что в рассматриваемый однородный пласт закачивается вода с температурой меньшей, чем пластовая. По-

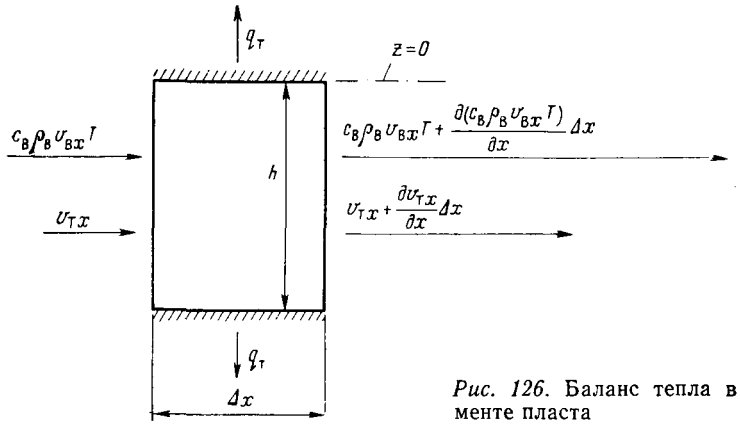


Рис. 126. Баланс тепла в элементе пласта

скольку в случае поршневого вытеснения нефти водой из обводненной области не вытесняется нефть даже при пластовой температуре, то при значении ее меньшем, чем пластовая, из этой области тем более не будет вытесняться нефть.

Вследствие того что рассматриваемый процесс вытеснения нефти водой происходит в неизотермических условиях, когда температура в пласте не остается неизменной, необходимо использовать уравнение переноса тепла в пласте. Для вывода этого уравнения рассмотрим элемент прямолинейного пласта, показанный на рис. 126. Слева в элемент пласта длиной Δx, высотой h и шириной b (рис. 126) поступает вода с температурой T.

При вводе воды в элемент пласта с иной температурой, нежели температура воды в элементе, происходит перенос тепла за счет конвекции. Кроме того, тепло переносится в пласте и за счет теплопроводности. Если $v_{вх}$ — скорость фильтрации воды в направлении оси x, то скорость ввода тепла в элемент пласта через его левую грань за счет конвективного переноса будет $c_в\rho_в v_{вх} T$. Через правую грань элемента пласта теплоотдача происходит за счет конвекции со скоростью

$$c_в\rho_в v_{вх} T + \frac{\partial (c_в\rho_в v_{вх} T)}{\partial x}\Delta x$$

где $c_в$ — удельная теплоемкость воды; $\rho_в$ — плотность воды.

Кроме конвекции тепло переносится в пласте за счет теплопроводности. Через левую грань (см. рис. 126) элемент получает тепло со скоростью $v_{тх}$, и через правую грань он отдает тепло со скоростью $v_{тх} + \frac{\partial v_{тх}}{\partial x}\Delta x$. Следует учитывать, что в элементе содержатся остаточная нефть и вода. Поэтому приращение теплосодержания в нем выражается следующим образом:

$$\Delta\{[c_т\rho_т(1-m) + c_в\rho_в ms + c_н\rho_н ms_{н\,ост}]\,T\},$$

где $c_т$ — массовая удельная теплоемкость горных пород (мине-

ралов, слагающих горные породы); $\rho_т$ — плотность минералов; s — водонасыщенность.

Скорость $v_{тт}$ распространения тепла за счет теплопроводности, как было показано гл. II, выражается законом Фурье. Если $v_{вх}=v_в$, согласно балансу тепла в элементе пласта получим

$$\left[c_в\rho_в v_в T - c_в\rho_в v_в T - \frac{\partial (c_в\rho_в v_в T)}{\partial x}\Delta x\right] bh\Delta t + \\ + \left(v_{тх} - v_{тх} - \frac{\partial v_{тх}}{\partial x}\Delta x\right) bh\Delta t = \\ = \Delta\{[c_т\rho_т(1-m) + c_в\rho_в ms + c_н\rho_н ms_{н\,ост}]\,T\}\,bh - 2q_т b\Delta x\Delta t. \qquad \text{(VII.1)}$$

Здесь $q_т$ — скорость отдачи тепла с единицы площади кровли и подошвы пласта за счет теплопроводности. Теплоотдача как через кровлю, так и через подошву пласта учитывается цифрой 2 в последнем члене в правой части формулы (VII.1).

Механизм переноса тепла в нефтяном пласте за счет конвекции имеет одну весьма важную особенность: зона с иной температурой, чем пластовая, т. е. охлажденная или нагретая, перемещается в пласте со значительно меньшей скоростью, чем скорость движения воды в пористой среде. Это приводит к очень важному для разработки нефтяных месторождений эффекту, заключающемуся в том, что при закачке в пласт воды с температурой, отличающейся от пластовой, образующаяся при этом в пласте охлажденная или нагретая зона, в зависимости от отношения температуры закачиваемой воды к первоначальной пластовой, отстает от фронта вытеснения нефти водой.

Докажем возникновение указанного эффекта теоретически, используя уравнение (VII.1). Для большей наглядности этого доказательства упростим его, а именно: пренебрегаем переносом тепла за счет теплопроводности вдоль оси x и отдачей теп-

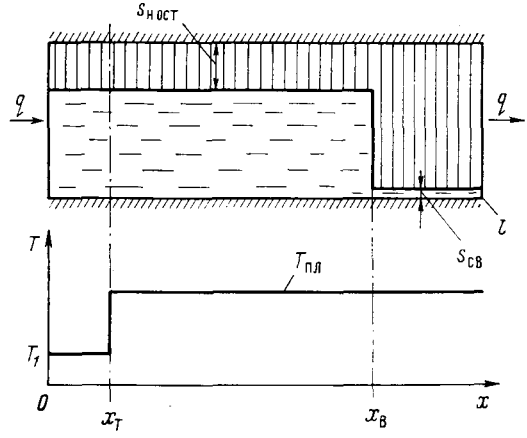


Рис. 127. Схема вытеснения нефти холодной водой из прямолинейного теплоизолированного пласта

ла в кровлю и подошву; вынесем за знаки соответствующих производных скорость конвективного переноса тепла $c_в\rho_в v_в$ и величину $[c_т\rho_т(1-m)+c_в\rho_в ms+c_н\rho_н m(1-s)]$, учитывая, что $s_{н\,ост}=1-s$.

В результате, исключив из (VII.1) взаимно уничтожающиеся члены, получим, полагая $\Delta x\to 0$

$$c_в\rho_в v_в\frac{\partial T}{\partial x}+[c_т\rho_т(1-m)+c_в\rho_в ms+c_н\rho_н m(1-s)]\frac{\partial T}{\partial t}=0. \qquad \text{(VII.2)}$$

В прямолинейный пласт (рис. 127) слева через границу $x=0$ закачивается холодная вода при постоянном расходе q и температуре $T=T_1$, причем $T_1<T_{пл}$ ($T_{пл}$ — начальная пластовая температура).

В этом случае в пласте образуется фронт охлаждения с координатой $x_т$. Температура в области $0\leqslant x\leqslant x_т$ составит T_1, а при $x\geqslant x_т$ $T=T_{пл}$. Фронт охлаждения по мере закачки холодной воды будет перемещаться со скоростью $w_т$, причем

$$w_т=dx_т/dt. \qquad \text{(VII.3)}$$

Решение уравнения (VII.2) в рассматриваемом случае будем искать в виде

$$T=f(x-w_т t), \qquad \text{(VII.4)}$$

где f — функция от переменной $\xi=x-w_т t$.

Имеем

$$\frac{\partial T}{\partial x}=f'; \qquad \frac{\partial T}{\partial t}=-w_т f'. \qquad \text{(VII.5)}$$

Подставим (VII.5) в (VII.2). В результате

$$f'\{c_в\rho_в v_в-[c_т\rho_т(1-m)+c_в\rho_в ms+c_н\rho_н m(1-s)]w_т\}=0. \qquad \text{(VII.6)}$$

В общем случае $f'\neq 0$. Тогда равно нулю выражение, заключенное в фигурные скобки соотношения (VII.6). Отсюда

$$\frac{w_т}{v_в}=\frac{c_в\rho_в}{c_т\rho_т(1-m)+c_в\rho_в ms+c_н\rho_н m(1-s)}. \qquad \text{(VII.7)}$$

Оценим величину $w_т/v_в$. Пусть $c_в=4{,}19$ кДж/(кг·К); $\rho_в=10$ кг/м^3; $c_т=1{,}3$ кДж/(кг·К); $\rho_т=2{,}5\cdot 10^3$ кг/м^3; $m=0{,}2$; $s_{н\,ост}=0{,}4$; $s=1-s_{н\,ост}=0{,}6$; $c_н=2{,}1$ кДж/(кг·К); $\rho_н=0{,}85\cdot 10^3$ кг/м^3; $s_{св}=0$. Подставим приведенные данные, характерные для условий реальных нефтяных пластов, в (VII.7).

Получим

$$\frac{w_т}{v_в}=\frac{4{,}19\cdot 10^3}{1{,}3\cdot 2{,}5\cdot 0{,}8\cdot 10^3+4{,}19\cdot 10^3\cdot 0{,}2\cdot 0{,}6+2{,}1\cdot 0{,}85\cdot 10^3\cdot 0{,}2\cdot 0{,}4}=1{,}291.$$

Таким образом, в данном случае скорость перемещения в пласте фронта охлаждения примерно в 1,3 раза превышает скорость фильтрации воды. Если же отнести скорость фронта

охлаждения к скорости фронта поршневого вытеснения нефти водой $w_в$, то

$$\frac{w_т}{w_в} = \frac{w_т}{v_в}\frac{v_в}{w_в} = \frac{w_т}{v_в} m(s - s_{св}) = 1{,}291 \cdot 0{,}2 \cdot 0{,}6 = 0{,}155.$$

Следовательно, фронт охлаждения в каждый момент времени отстает от фронта вытеснения нефти водой в 1/0,155=6,45 раза. Это значит, что нефть будет вытесняться из пласта не охлажденной водой, а водой с пластовой температурой. Чтобы полностью охладить этот идеализированный пласт до температуры закачиваемой воды, нужно прокачать через него при указанных условиях $Q_в = 6{,}45(s - s_{св})$, т. е. примерно 3,9 порового объема холодной воды.

Однако рассмотренный пласт идеализированный — однородный и полностью теплоизолирован. В реальных же условиях, когда тепло непрерывно поступает через кровлю и подошву, если в пласт закачивается холодная вода, происходит охлаждение контактирующих с ним других пластов или слоев. Таким образом получается, что в наиболее высокопроницаемом пропластке, в который в основном проникает закачиваемая холодная вода, нефть за основную часть времени разработки вытесняется водой с пластовой температурой. При этом в высокопроницаемом пропластке не ухудшаются условия вытеснения нефти по сравнению с условиями в процессе закачки воды при пластовой температуре. В соседних же пропластках может наблюдаться уменьшение температуры и ухудшение условий вытеснения, особенно если нефть в них обладает свойством резко увеличивать вязкость с понижением температуры или в нефти кристаллизуется парафин и она приобретает неньютоновские свойства.

Во время закачки воды в пласт, с целью вытеснения из него нефти, с температурой $T_2 > T_{пл}$ образуется тепловая зона — область с температурой T_2. Переднюю границу этой зоны назовем фронтом нагрева или тепловым фронтом. Скорость продвижения такого фронта можно определить аналогично фронту охлаждения с той только разницей, что в этом последнем случае из зоны $0 \leqslant x \leqslant x_т$ ($x_т$ — координата теплового фронта, см. рис. 128) будет дополнительно вытесняться нефть и впереди теплового фронта при $x_т \leqslant x \leqslant x_н$ образуется зона повышенной нефтенасыщенности (нефтяной вал).

В некоторый момент времени распределение насыщенности пласта водой и остаточной нефтью станет таким, как показано на рис. 128. Допустим, что к рассматриваемому моменту времени в пласт закачан объем воды, равный $Q_в$. Тогда согласно рис. 128

$$Q_в = mbh(s_2 - s_{св})x_т + mbh(s_1 - s_{св})(x_н - x_т) + mbh(s - s_{св})(x_ф - x_н)$$

Если разделить левую и правую части приведенного выражения на произведение bh, продиффенцировать его по t, рас-

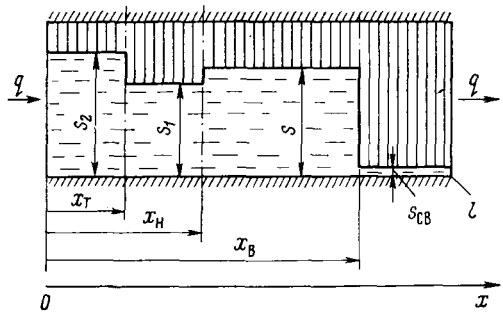


Рис. 128. Схема вытеснения нефти из прямолинейного пласта «горячей» водой

крыть скобки и уничтожить соответствующие члены, получим

$$v_в = m[(s_2 - s_1)\, v_т - (s - s_1)\, w_н + (s - s_{св})\, w_в];$$

$$w_н = \frac{dx_н}{dt}; \qquad w_в = \frac{dx_в}{dt}. \tag{VII.8}$$

Рассматривая баланс нефти, вытесненной из зоны $0 \leqslant x \leqslant x_т$ в зону $x_т \leqslant x \leqslant_н$, имеем

$$w_н = \left(1 + \frac{s_2 - s}{s - s_1}\right) w_т.$$

Из выражений (VII.8) получим следующую формулу:

$$v_в / w_в = m(s - s_{св}).$$

Таким образом, и в случае вытеснения нефти из пласта водой с температурой $T_2 > T_{пл}$, т. е. горячей водой, будет наблюдаться отставание теплового фронта от фронта вытеснения нефти. Нефть будет вытесняться сначала водой с пластовой температурой и только в зоне $0 \leqslant x \leqslant x_т$ — горячей водой. Дополнительную нефть можно добывать спустя некоторое время, когда «передняя координата» нефтяного вала $x_н$ достигнет конца пласта $(x = l)$.

Приведенная идеализированная картина изменения температурной обстановки в пласте и характера вытеснения нефти при закачке воды с температурой, неравной пластовой, была сделана только для более наглядной демонстрации эффекта отставания теплового фронта от фронта вытеснения нефти водой. Для расчетов же изменения температурной обстановки в пласте при закачке в него воды в неизотермических условиях необходимо, конечно, учитывать, как это показано при выводе уравнения теплопереноса (VII.1), отдачу тепла в кровлю и подошву. При расчетах неизотермических процессов разработки нефтяных месторождений в таких случаях обычно используют два следующих способа.

1. Способ Ньютона, согласно которому полагают, что

$$q_т = \alpha (T - T_{пл}), \qquad \text{(VII.9)}$$

где α — коэффициент теплопередачи пласта.

Однако этот способ более пригоден для расчета неизотермических процессов, осуществляющихся в исследовательских целях в лабораторных условиях, т. е. с помощью физических моделей пластов. Использовать его для реальных пластов можно только при приближенных, оценочных расчетах.

2. Способ Ловерье, заключающийся в том, что температура по толщине пласта в каждом вертикальном сечении или в каждом элементе пласта длиной Δx считается одинаковой, а перенос тепла в кровле и подошве за счет теплопроводности принимается происходящим только в вертикальном направлении. Так как отдача тепла за счет теплопроводности происходит медленно, условно считаем, что кровля и подошва пласта простираются соответственно вверх и вниз до бесконечности.

Чтобы получить уравнение теплопереноса при поршневом вытеснении нефти водой в прямолинейном пласте, уничтожим соответствующие члены в выражении (VII.1) и пренебрегаем теплопроводностью в горизонтальном направлении. Будем считать, что теплоемкости воды и горных пород в рассматриваемом диапазоне изменения температуры мало от нее зависят. Поэтому вынесем их из-под знаков дифференциалов в выражении (VII.1). В результате получим уравнение теплопереноса в прямолинейном пласте при поршневом вытеснении из него нефти водой

$$c_в \rho_в v_в \frac{\partial T}{\partial x} + [c_т \rho_т (1 - m) + c_в \rho_в m s + \\ + c_н \rho_н m (1 - s)] \frac{\partial T}{\partial t} - \frac{2 q_т}{h} = 0. \qquad \text{(VII.10)}$$

Для расчета движения вала нефти и воды в пласте можно использовать схему распределения нефтеводонасыщенности, приведенную на рис. 128.

При учете ухода тепла по Ньютону в уравнение (VII.10) необходимо подставить выражение для $q_т$, определяемое формулой (VII.9).

По способу Ловерье необходимо использовать решение задачи о распространении тепла в прямолинейном стержне, данное в гл. II. Если, например, кровлю пласта считать сечением, соответствующим $z=0$ (см. рис. 126), то с элемента пласта длиной Δx и шириной b при постоянном перепаде температур $\Delta T = T - T_{пл}$ будет уходить в единицу времени количество тепла, равное

$$q_т b \Delta x = \frac{\lambda_{тк} \Delta T b \Delta x}{\sqrt{\pi \varkappa_{тк} t}}.$$

Таким образом

$$q_т = \frac{\lambda_{тк} \Delta T}{\sqrt{\pi \varkappa_{тк} t}}, \qquad \text{(VII.11)}$$

где $\lambda_{тк}$ — коэффициент теплопроводности горных пород кровли и подошвы пласта $\varkappa_{тк}$ — коэффициент температуропроводности тех же пород.

Как видно из (VII.11), скорость отдачи тепла в кровлю — подошву с течением времени t уменьшается, а при $t=0$ она стремится к бесконечности.

Отметим еще раз, что формула (VII.11) пригодна при $\Delta T = \text{const}$. При переменном перепаде температур следует использовать интеграл Дюамеля.

Если учитывать непоршневой характер вытеснения нефти водой, то уравнение (VII.10) несколько изменится — перед производной $\partial T/\partial x$ должно быть не $c_в \rho_в v_в$, а член $c_в \rho_в v_в + c_н \rho_н v_н$. Гидродинамическая часть расчета в этом случае основывается, как и при изотермическом вытеснении нефти водой, на использовании относительных проницаемостей для нефти и воды и функции $f(s, T)$, определяемой выражением

$$f(s, T) = \frac{v_в}{v_в + v_н} = \frac{k_в(s)}{k_в(s) + \dfrac{\mu_в(T)}{\mu_н(T)} k_н(s)}. \qquad \text{(VII.12)}$$

Уравнение неразрывности движущихся в пласте неоднородных жидкостей останется таким же, что и при изотермическом вытеснении нефти водой. Расчет непоршневого вытеснения нефти водой в неизотермических условиях производят обычно численными методами на ЭВМ.

§ 2. ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТОВ ГОРЯЧЕЙ ВОДОЙ И ПАРОМ

С повышением температуры вязкости нефти и воды уменьшаются. При этом вязкость нефти, если она в обычных пластовых условиях значительно превышала вязкость воды, снижается более существенно. Соотношение подвижностей нефти и воды изменяется в лучшую сторону. Этот экспериментально установленный факт — главная причина использования закачки в пласт воды с повышенной температурой или водяного пара для роста нефтеотдачи пластов, содержащих нефть увеличенной вязкости. Кроме того, при закачке в пласт горячей воды или водяного пара из нефти при соответствующих условиях испаряются легкие фракции углеводородов и переносятся потоками пара и воды по пласту к забоям добывающих скважин, дополнительно способствуя увеличению извлечения нефти из недр.

Горячую воду и пар получают в парогенераторах (котлах) высокого давления и закачивают в пласт через нагнетательные скважины специальной конструкции и со специальным оборудо-

ванием, предназначенным для работы в условиях высоких температур и давлений.

При проектировании и осуществлении закачки в пласт горячей воды и водяного пара важно знать термодинамическое состояние воды: жидкое, в виде пара, в виде смеси воды и пара или даже в закритическом состоянии.

Узнать это можно с помощью pT-диаграммы для воды (см. рис. 44), на которой линия насыщения (кривая *1*) разделяет области существования воды в жидкой и паровой фазах. При этом критическая зона характеризуется точкой 2. Для воды $p_{кр}=22{,}12$ МПа, $T_{кр}=647{,}3$ К. Если давление воды и ее температура таковы, что соответствующая этим значениям точка на этой диаграмме находится на линии насыщения, то вода пребывает одновременно и в парообразном и в жидком состояниях. Сколько в единице массы воды будет содержаться воды в жидком и парообразном состояниях, зависит от теплосодержания единицы массы воды. Если давление и температура пара соответствуют давлению и температуре на линии насыщения, то пар называется насыщенным. Над линией насыщения состояние воды будет только жидкое, а под нею — только в виде перегретого пара.

Пусть некоторый объем воды находится в состоянии, соответствующем линии насыщения. Масса пара в этом объеме равна $M_п$, а масса жидкой воды $M_в$. Имеем

$$M_п/(M_п+M_в)=\chi. \qquad \text{(VII.13)}$$

Здесь χ — сухость пара. Она изменяется от нуля, если термодинамическое состояние воды соответствует точкам, находящимся над линией насыщения (см. рис. 44), т. е. вода является жидкостью, до единицы или 100%, когда вся вода представляет собой перегретый пар.

Линию насыщения на pT-диаграмме для воды (см. рис. 44) принято аппроксимировать следующей простой зависимостью:

$$p_{вп}=0{,}0981\cdot 10^{-8}(T-273{,}2)^4, \qquad \text{(VII.14)}$$

где $p_{вп}$ — давление на линии насыщения, МПа; T — температура, К.

По формуле (VII.14) получают давление на линии насыщения с некоторой погрешностью вблизи точки, характеризующей критическое состояние воды.

В дальнейшем горячую воду и пар будем называть теплоносителями, закачиваемыми в нефтяные пласты в промышленных масштабах.

Важная характеристика процесса вытеснения нефти теплоносителями — пластовая температура и ее распределение. Поле температуры в пласте при закачке в него теплоносителя рассчитывают на основе уравнения теплопереноса. Рассмотрим вначале температурное поле при закачке в пласт наиболее простого теплоносителя — горячей воды. При этом будем полагать,

что горячая вода закачивается в нефтяной пласт с начальной температурой $T_{пл}$ при постоянной остаточной нефтенасыщенности $s_{н\,ост}=\text{const}$.

Итак, в прямолинейный однородный пласт через галерею (см. рис. 127) закачивается горячая вода с температурой T_1 и расходом q. Следовательно, на входе в пласт постоянно поддерживается перепад температур $\Delta T=\Delta T_1=T_1-T_{пл}$. Пренебрегаем теплопроводностью пласта в горизонтальном направлении, но в отличие от рассмотренного в предыдущем параграфе идеализированного теплоизолированного пласта будем учитывать уход тепла по вертикали в его кровлю и подошву. Схема распределения температуры в пласте в этом случае будет существенно отличаться от схемы, показанной в нижней части рис. 127. В этом случае процесс теплопереноса описывается уравнением (VII.10).

Запишем это уравнение в следующем виде:

$$a\frac{\partial T}{\partial x}+b\frac{\partial T}{\partial t}-\frac{2q_т}{h}=0; \qquad \text{(VII.15)}$$

$$a=c_в\rho_в v_в; \qquad b=c_т\rho_т(1-m)+c_в\rho_в m(1-s_{н\,ост})+mc_н\rho_н s_{н\,ост}.$$

Поскольку температура в каждом вертикальном сечении пласта у кровли и подошвы переменная, то формула для скорости отдачи тепла в виде (VII.11) использовать нельзя, так как она справедлива при $\Delta T=\text{const}$. В случае же переменной температуры используем интеграл Дюамеля. В результате получим

$$q_т=\lambda_{тк}\int_0^t\frac{\Delta T'(\tau)\,d\tau}{\sqrt{\varkappa_{тк}\pi(t-\tau)}}. \qquad \text{(VII.16)}$$

Эта задача расчета температурного поля в пласте известна как задача Ловерье. Ее решают с использованием преобразования Лапласа, согласно которому вводится функция $\theta(x, s)$ в виде

$$\theta(x, s)=\int_0^\infty\Delta T(x, t)\,e^{-st}\,dt. \qquad \text{(VII.17)}$$

После подстановки (VII.17) в (VII.15) и (VII.16) получим следующее дифференциальное уравнение:

$$a\frac{d\theta}{dx}+(bs-c_0\sqrt{s})\,\theta=0; \qquad c_0=\frac{2\lambda_{тк}}{h\sqrt{\varkappa_{тк}}}. \qquad \text{(VII.18)}$$

Решение уравнения (VII.18) с учетом граничного и начального условий $\Delta T=\Delta T_1$, если $x=0$ и $\Delta T=0$ при $t=0$, имеет вид

$$\theta(x, s)=\Delta T_1\frac{e^{-\frac{b}{a}\left(s-\frac{c_0\sqrt{s}}{b}\right)x}}{s}. \qquad \text{(VII.19)}$$

Функции $\theta(x, s)$ — изображение по Лапласу функции-оригинала $\Delta T(x, t)$.

При переходе от изображения Лапласа к оригиналу имеем

$$\Delta T = \Delta T_1 \operatorname{erfc}(z); \qquad z = \frac{\lambda_{тк} x}{ah\sqrt{\varkappa_{тк}\left(t - \frac{b}{a}x\right)}}; \tag{VII.20}$$

$$\operatorname{erfc}(z) = 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^z e^{-z^2} dz, \qquad t \geqslant \frac{bx}{a}.$$

Из (VII.20) видно, что при $x=0$ $\operatorname{erfc}(0)=1$ и $\Delta T=\Delta T_1$, а при $x=x_{от}=(at/b)\operatorname{erfc}(\infty)=0$ и $\Delta T=0$.

На рис. 129 показано распределение температуры при закачке горячей воды в прямолинейный пласт для различных моментов времени. Характеристика пласта: толщина $h=15$ м, ширина $b=100$ м, длина $l=100$ м, пористость $m=0{,}2$, удельная теплоемкость горных пород $c_т=1{,}3$ кДж/(кг·К), плотность пород $\rho_т=2{,}5\cdot10^3$ кг/м^3, удельная теплоемкость нефти $c_н=2{,}1$ кДж/(кг·К), плотность нефти $\rho_н=0{,}85\cdot10^3$ кг/м^3, теплопроводность окружающих пласт пород $\lambda_{тк}=2{,}6\cdot10^2$ кДж/(м·сут·К), их температуропроводность $\varkappa_{тк}=0{,}078$ м^2/сут. Поскольку теплоемкость пласта в целом сравнительно мало зависит от содержания в нем остаточной нефти, при расчете распределения температуры было принято, что средняя остаточная нефтенасыщенность пласта $s_{н\,ост}=0{,}3$. В пласт закачивается горячая вода при $\Delta T=T_1-T_{пл}=200$ К. Расход закачиваемой воды $q_в=150$ м^3/сут. Расчет показывает, что за $t=100$ сут передняя граница теплового фронта $x_{от}$ переместится в пласт на расстояние 31,17 м. Распределение температуры в этом случае характеризуется кривой *1* (см. рис. 129). Если $t=200$ сут, $x_{от}$ перемещается на расстояние 62,34 м при распределении температуры

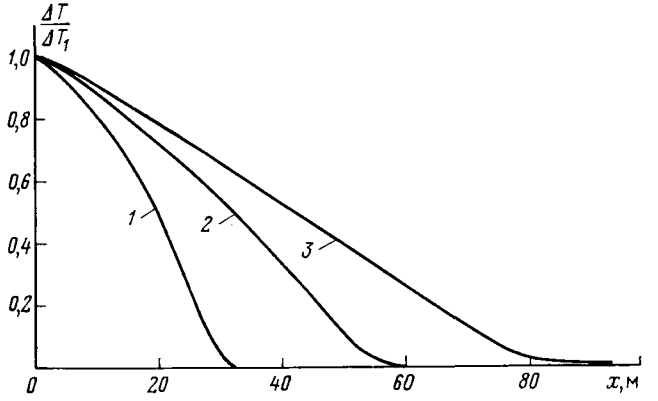


Рис. 129. Распределение температуры в прямолинейном пласте при вытеснении из него нефти горячей водой

по кривой *2*. За $t=300$ сут $x_{0т}$ переместится внутрь пласта на расстояние 93,51 м. Кривая *3* в этом случае характеризует распределение температуры в нем. До конца пласта передняя граница теплового фронта доходит за время $t=320{,}8$ сут. Распределение температуры в пласте в процессе закачки в него горячей воды — важный технологический показатель процесса. Однако основным показателем является нефтеотдача и, следовательно, текущая и накопленная добыча нефти.

В принципе при определении основных технологических показателей извлечения нефти из недр тепловыми методами, особенно во время закачки в пласт пара и в процессе внутрипластового горения, необходимо проводить сложные расчеты многофазной неизотермической фильтрации с помощью быстродействующих ЭВМ.

В данном параграфе рассмотрим только приближенные схемы расчетов вытеснения нефти из пластов горячей водой и паром.

Упрощению задачи расчета процесса вытеснения нефти из пласта горячей водой способствует то обстоятельство, что тепловой фронт, как это было показано в предыдущем параграфе, сильно отстает от фронта вытеснения нефти водой. Поэтому можно считать, что нефть из нагретой области, занимающей часть пласта ($0\leqslant x\leqslant x_{0т}$), перемещается по ходу вытеснения быстрее, чем изменяется пластовая температура. С учетом этого можно предположить, что остаточная нефтенасыщенность в каждом сечении нагретой области равна предельной остаточной нефтенасыщенности $s_{н\,ост}$, соответствующей данной температуре или данному перепаду температур ΔT. Это предположение равносильно утверждению о существовании зависимости.

$$s_{н\,ост}=\varphi(\Delta T). \qquad \text{(VII.21)}$$

Такая зависимость, можно считать, существует, так как экспериментально доказано, что коэффициент конечной нефтеотдачи при многократной промывке горячей водой зависит от ее температуры. Увеличивая температуру вытесняющей нефть горячей воды, можно добиваться все большего извлечения нефти из пласта. Подставляя в (VII.21) величину ΔT, определяемую формулой (VII.20), получим распределение остаточной нефтенасыщенности в нагретой области ($0\leqslant x\leqslant x_{0т}$). Общее распределение водонасыщенности в пласте в некоторый момент времени при $x_{0т}<l$ имеет вид, показанный схематично на рис. 130. Видно, что в нагретой области *1* остаточная нефтенасыщенность возрастает, а водонасыщенность s уменьшается с увеличением x, в области *2* образуется нефтяной вал, а в области *3* происходит изотермическое вытеснение нефти водой с постоянной остаточной нефтенасыщенностью.

Изложенная схема распределения насыщенностей в пласте сходна с соответствующей схемой, используемой в модели поршневого вытеснения нефти водой, вернее, является ее обоб-

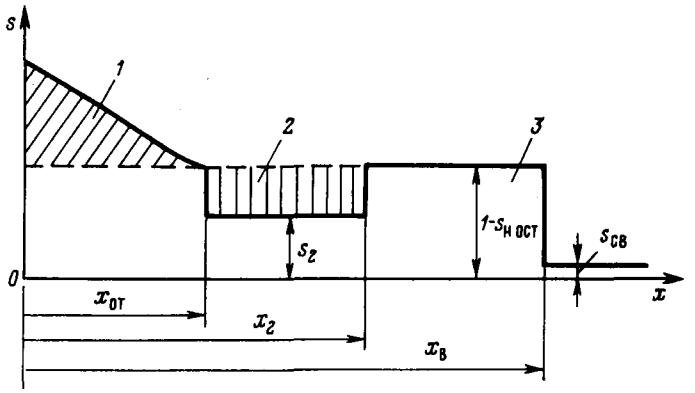


Рис. 130. Схема распределения водонасыщенности в прямолинейном пласте при вытеснении из него горячей водой:
1 — область *1*, занятая водой; *2* — область *2*, занятая нефтью; *3* — область изотермического вытеснения нефти водой

щением на случай неизотермического вытеснения. Согласно рис. 130, для накопленного количества закачанной в пласт воды $Q_{вз}$ имеем следующее выражение:

$$Q_{вз} = mbh\left[\int_0^{x_{от}} s(x)\,dx - s_{св}x_{от} + (s_2 - s_{св})(x_2 - x_{от}) + \right.$$

$$\left. + (1 - s_{н\ ост} - s_{св})(x_в - x_2)\right]. \qquad \text{(VII.22)}$$

Так как площади областей *1* и *2* равны, поскольку нефть вытеснилась горячей водой из области *1* в область *2*, образовав нефтяной вал,

$$\int_0^{x_{от}} s(x)\,dx - (1 - s_{н\ ост})\,x_{от} = (1 - s_{н\ ост} - s_2)(x_2 - x_{от}). \qquad \text{(VII.23)}$$

Из (VII.22) и (VII.23) получим

$$Q_{вз} = mbh\,(1 - s_{н\ ост} - s_{св})\,x_в. \qquad \text{(VII.24)}$$

По формуле (VII.24) находим $x_в$. Определим x_2 и s_2. Значение s_2 можно установить исходя из условия совместного движения нефти и воды в области *2* (см. рис. 130), т. е. из соотношения

$$\frac{v_в}{v_{н2}} = \frac{k_в(s_2)\,\mu_н}{\mu_в k_н(s_2)}. \qquad \text{(VII.25)}$$

Однако в формуле (VII.25) неизвестна скорость фильтрации $v_{н2}$ в области *2*. Для приближенной оценки можно считать ее равной 1,5 $mdx_{от}/dt$, поскольку скорость фильтрации нефти в

области *2* должна быть больше, чем скорость движения границы при $x=x_{0т}$, умноженная на m вследствие перетока нефти из области *1* в *2*, но меньше скорости фильтрации на границе $x=x_2$, примерно равно $2mdx_{0т}/dt$. Таким образом, приближенно устанавливают s_2 и x_2.

Рассмотрим процесс вытеснения нефти водяным паром. Очевидно, этот процесс можно реально осуществлять только вблизи паронагнетательных скважин. Если в пласт нагнетают насыщенный пар, то по мере удаления от нагнетательной скважины в результате потерь тепла в кровлю и подошву пласта и влияния теплопроводности в горизонтальном направлении сухость пара будет непрерывно уменьшаться, так что на определенном расстоянии от нагнетательной скважины пар полностью сконденсируется и превратится в горячую воду. Однако важно отметить, что температура в области насыщенного пара будет близка к постоянной — она изменяется только вследствие увеличения или уменьшения давления при фильтрации пара.

Перемещение области насыщенного пара с постоянной температурой в глубь пласта можно установить по формуле Маркса — Лангенгейма. Вывод этой формулы получают не путем решения дифференциального уравнения теплопереноса, а непосредственно на основе баланса тепла в пласте, согласно которому

$$q=q_{пл}+2q_т b\Delta x_т. \qquad \text{(VII.26)}$$

Здесь q — количество тепла, вводимого в пласт в единицу времени вместе с паром; $q_{пл}$ — изменение за единицу времени тепла в нагретой области *1* (рис. 131); $q_т$ — изменение за единицу времени тепла, отдаваемого в кровлю — подошву. В расчетной схеме Маркса — Лангенгейма использована схема теплопотерь

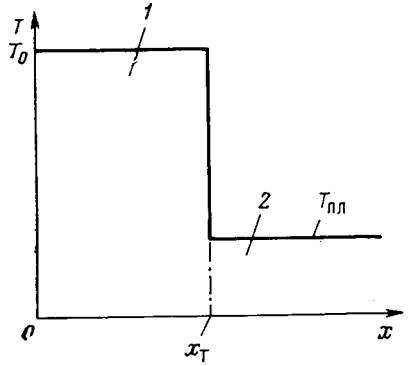


Рис. 131. Схема распределения температуры в пласте согласно модели Маркса — Лангенгейма:
1 — нагретая область; *2* — область с пластовой температурой

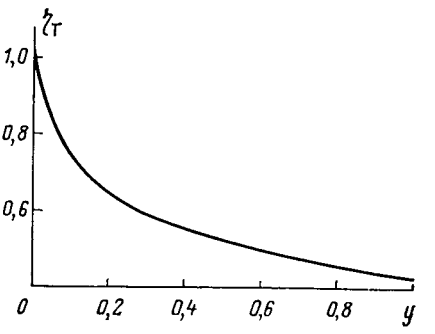


Рис. 132. Зависимость $\eta_т$ от y

Ловерье. В области, содержащей насыщенный пар и остаточную нефть с насыщенностью $s_{\text{н ост}}$, температура равна температуре T_0 нагнетаемого пара. В области *2*, расположенной перед областью *1*, температура равна пластовой $T_{\text{пл}}$.

Допустим, что тепловой фронт, продвинувшись в глубь пласта, занял положение $x=x_{\text{т}}$ (см. рис. 131) в некоторый момент времени τ. Только с этого момента начнется уход тепла в кровлю и подошву по вновь образовавшейся площадке $\Delta x_{\text{т}}$. Для отдачи тепла из пласта в кровлю и подошву в соответствии с формулой (VII.11) имеем

$$q_{\text{т}}=\sum_{0}^{x_{\text{т}}}\frac{\lambda_{\text{тк}}\Delta T_0}{\sqrt{\pi\varkappa_{\text{тк}}(t-\tau)}};\qquad \Delta T_0=T_0-T_{\text{пл}}. \tag{VII.27}$$

Для нагретой области *1* имеем

$$q_{\text{пл}}=\bar{c}bh\Delta T_0\frac{\Delta x_{\text{т}}}{\Delta t};$$

$$\bar{c}=[c_{\text{т}}\rho_{\text{т}}(1-m)+m(1-s_{\text{н ост}})(c_{\text{в}}\rho_{\text{в}}+c_{\text{п}}\rho_{\text{п}})+mc_{\text{н}}\rho_{\text{н}}s_{\text{н ост}}]. \tag{VII.28}$$

Подставляя (VII.27) и (VII.28) в уравнение баланса тепла (VII.26) и переходя к пределу $\Delta t\to 0$, $\Delta x_{\text{т}}\to 0$, получим

$$q=\bar{c}bh\Delta T_0\frac{dx_{\text{т}}}{dt}+2\int_0^t\frac{\lambda_{\text{тк}}b\Delta T_0\frac{dx_{\text{т}}}{dt}\,d\tau}{\sqrt{\pi\varkappa_{\text{тк}}(t-\tau)}}. \tag{VII.29}$$

Так как здесь искомая величина $dx_{\text{т}}/dt$ находится под знаком интеграла, уравнение (VII.29) интегральное. Решение этого уравнения получаем с использованием преобразования Лапласа. Оно имеет следующий вид:

$$x_{\text{т}}=\frac{\bar{c}h\varkappa_{\text{тк}}q}{2\lambda^2_{\text{тк}}b\Delta T_0}\varphi(y);$$

$$\varphi(y)=e^y\operatorname{erfc}(y^{1/2})+2\left(\frac{y}{\pi}\right)^{1/2}-1;$$

$$y=\frac{2\lambda^2_{\text{тк}}t}{\bar{c}^2h^2\varkappa_{\text{тк}}};\qquad \operatorname{erfc}(y^{1/2})=1-\frac{2}{\sqrt{\pi}}\int_0^{\sqrt{y}}e^{-u^2}\,du. \tag{VII.30}$$

Подставляя время t в последнюю формулу, находим соответствующее ему значение y, по y определяем $\varphi(y)$ и затем по первой формуле (VII.30) вычисляем $x_{\text{т}}$.

Скорость теплового фронта $w_{\text{т}}=dx_{\text{т}}/dt$ получаем дифференцированием первого выражения (VII.30):

$$w_{\text{т}}=\frac{q}{\bar{c}bh\Delta T_0}e^y\operatorname{erfc}(y^{1/2}). \tag{VII.31}$$

Важным показателем процесса закачки в пласт теплоносителей является $\eta_т$ — коэффициент тепловой эффективности процесса, определяемый следующим образом:

$$\eta_т = \frac{q_{пл}}{q} = \frac{\bar{c}bh\Delta T_0 w_т}{q} = e^y \operatorname{erfc}(y^{1/2}). \qquad (VII.32)$$

На рис. 132 показана зависимость $\eta_т = \eta_т(y)$, из которой следует, что с ростом безразмерного времени y коэффициент тепловой эффективности процесса воздействия на пласт путем закачки в него пара уменьшается, поскольку с течением времени все большее количество тепла будет уходить в кровлю и подошву пласта.

Рассмотренную схему теплопереноса в пласте при закачке в него пара можно также использовать и в случае радиальной фильтрации. Тогда вместо первого уравнения — см. выражение (VII.30) — будем иметь

$$S_т = \frac{\bar{c}h\varkappa_{тк}q}{2\lambda^2_{тк}\Delta T_0}\varphi(y); \qquad S_т = \pi r_т^2, \qquad (VII.33)$$

где $r_т$ — радиус нагретой области. Функцию $\varphi(y)$ и безразмерное время y определяют по формуле (VII.30), как и для прямолинейного пласта. Распределение насыщенностей пласта водой и нефтью в рассматриваемом случае можно установить по модели поршневого вытеснения нефти водой.

Пример VII.1. Характеристика прямолинейного пласта та же, что и при расчете распределения температуры по формуле (VII.20). В этот пласт закачивается горячая вода с температурой $T_1 = 203{,}2$ К и расходом $q = 150$ м³/сут. Пластовая температура $T_{пл} = 303{,}2$ К; насыщенность пористой среды пласта связанной водой $s_{св} = 0{,}05$. Полная толщина пласта $h_0 = 20$ м; толщина, охваченная вытеснением, $h = 15$ м (коэффициент охвата пласта воздействием $\eta_2 = 0{,}75$). Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_н = 40 \cdot 10^{-3}$ Па·с, вязкость воды $\mu_в = 10^{-3}$ Па·с.

Экспериментально определено, что остаточная нефтенасыщенность $s_{н\ ост}$ при закачке в пласт горячей воды зависит от перепада температур $\Delta T = T - T_{пл}$ следующим образом:

$$s_{н\ ост} = 0{,}75e^{-2{,}554 \cdot 10^{-3}\Delta T}. \qquad (VII.34)$$

Определим текущую нефтеотдачу при вытеснении нефти горячей водой в момент времени, когда $x_{от} = l = 100$ м; текущую нефтеотдачу при вытеснении нефти водой с начальной пластовой температурой; затраты условного количества нефти на производство горячей воды, если общий к. п. д. системы водогрейная установка — водопровод — скважина составляет 60%, теплотворная способность нефти составляет $38 \cdot 10^6$ кДж/м³.

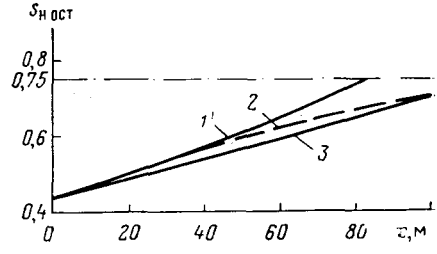


Рис. 133. Зависимость $s_{н\ ост}$ от x:
1 — при непрерывной закачке горячей воды, когда $x_{от} = l$; *2* — при использовании тепловой оторочки и длительности процесса $t = 500$ сут; *3* — при непрерывной закачке горячей воды, $t = 500$ сут

Прежде всего построим зависимость $s_{н\,ост}=s_{н\,ост}(x)$ с помощью формул (VII.20) и (VII.34). Эта зависимость показана на рис. 133.

Начальные запасы нефти в области, охваченной вытеснением горячей водой:

$$G_{охв}=mbhl(1-s_{св})=0{,}2\cdot100\cdot15\cdot100(1-0{,}05)=28{,}5\cdot10^3\ м^3.$$

Остаточные запасы нефти в области, охваченной вытеснением в момент времени, когда $x_т=l$, т. е. при $t=302{,}8$ сут,

$$G_{ост}=mbh\int_0^l s_{н\,ост}(x)\,dx.$$

Значение $G_{ост}$ определяем по графику (см. рис. 133). Имеем $G_{ост}=18{,}47\cdot10^3\ м^3$.

Коэффициент вытеснения

$$\eta_1=\frac{G_{охв}-G_{ост}}{G_{охв}}=\frac{(28{,}5-18{,}47)\cdot10^3}{28{,}5\cdot10^3}=0{,}352.$$

Коэффициент нефтеотдачи

$$\eta=\eta_1\eta_2=0{,}352\cdot0{,}75=0{,}264.$$

Если нефть вытесняется водой при пластовой температуре, то коэффициент вытеснения составит

$$\eta_{01}=\frac{G_{охв}-G_{0\,ост}}{G_{охв}}=\frac{0{,}95-0{,}75}{0{,}95}=0{,}21.$$

Коэффициент нефтеотдачи

$$\eta_0=0{,}21\cdot0{,}75=0{,}1575.$$

Количество накопленной дополнительно добытой нефти за счет горячего заводнения

$$\Delta Q_н=G_{0\,ост}-G_{ост}=22{,}5\cdot10^3-18{,}47\cdot10^3\approx4\cdot10^3\ м^3.$$

За рассматриваемый период разработки в пласт будет закачан следующий объем горячей воды:

$$Q_в=150\cdot320{,}8=48{,}12\cdot10^3\ м^3.$$

При $\Delta T_1=200$ К на нагрев этого объема воды потребуется следующее количество тепла:

$$Q_т=4{,}19\cdot10^3\cdot200\cdot48{,}12\cdot10^3=40{,}27\cdot10^9\ кДж.$$

Это тепло эквивалентно условному сжиганию $Q_{нэ}$ нефти:

$$Q_{нэ}=\frac{40{,}27\cdot10^9}{38\cdot10^6}=1060\ м^3\ нефти.$$

Под условным сжиганием нефти понимают расходование эквивалентного количества энергии на нагрев воды. С учетом к. п. д., равного 0,6, нужно сжечь

$$\overline{Q}_{нэ}=\frac{1060}{0{,}6}=1770\ м^3\ нефти.$$

Приведенный в этом примере расчет указывает на значительную энергоемкость процесса непрерывного вытеснения нефти горячей водой. Так, для дополнительного извлечения из пласта 4000 м³ нефти следует сжечь из этого количества 1770 м³ нефти. Если стремиться получить бóльшую нефтеотдачу

при непрерывной закачке в пласт горячей воды, для каждой дополнительно полученной тонны нефти потребуются еще бóльшие расходы энергии на подогрев горячей воды.

Для того чтобы снизить энергоемкость вытеснения нефти из пластов теплоносителями, используют метод тепловых оторочек.

§ 3. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПУТЕМ ЗАКАЧКИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ В ПЛАСТ МЕТОДОМ ТЕПЛОВЫХ ОТОРОЧЕК

По этому методу вместо непрерывной закачки теплоносителя после проникновения его в пласт через определенное время можно нагнетать воду при пластовой температуре. При этом в пласте создается перемещающаяся в направлении процесса вытеснения нефти нагретая область, получившая название *тепловой оторочки*. Способ перемещения нагретой области в глубь пласта путем закачки в него холодной воды, т. е. воды с температурой, близкой к пластовой, был предложен в 50-х гг., но только в 60-х гг. по экспериментальным и теоретическим данным обосновали метод тепловых оторочек как способ разработки нефтяных месторождений. Были разработаны методики выбора оптимальных размеров тепловых оторочек при различных геолого-физических условиях пластов, темпах нагнетания в пласт теплоносителей, их параметрах и других технологических показателях разработки месторождений.

Использование тепловых оторочек позволяет получить несколько меньшую нефтеотдачу по сравнению с этим показателем при непрерывной закачке теплоносителей в пласт. Но в таком случае на подготовку горячей воды или пара значительно меньше тратится энергии.

Если рассматривать отношение дополнительно извлеченной нефти $\Delta Q_н$, получаемой при использовании метода тепловой оторочки, к затрате тепла $Q_т$ на нагрев теплоносителя, то оптимальные размеры оторочки и другие показатели теплового воздействия достигаются при условии

$$\eta_{то} = \Delta Q_н / Q_т \longrightarrow \max. \qquad \text{(VII.35)}$$

Конечно, если учитывать другие критерии, в принципе можно выбирать иные показатели теплового воздействия, не обязательно в точности соответствующие условию (VII.35).

Рассмотрим распределение температуры в прямолинейном пласте при создании в нем тепловой оторочки за счет закачки горячей воды, основываясь на решении (VII.20). Вначале закачивают в пласт горячую воду с начальной температурой $T = T_1$ и $\Delta T = \Delta T_1$. В момент времени $t = t_*$ температура этой воды снижается скачком до $T = T_{пл}$ или становится $\Delta T = 0$ при $x = 0$.

Так как исходное уравнение (VII.15), описывающее распределение температуры при закачке в пласт горячей воды, линейное, то сумма двух его решений есть тоже решение. Поэтому, чтобы получить распределение температуры в прямолинейном пласте при создании в нем тепловой оторочки, нужно из реше-

ния (VII.20) вычесть такое же решение, но зависящее не от t, а от $t-t_*$ (t_* — момент начала закачки в пласт воды с температурой, равной пластовой).

В результате для определения распределения перепада температуры $\Delta T(x, t)$ в пласте с тепловой оторочкой получим следующую формулу:

$$\Delta T(x,t)=\Delta T_1\left\{\operatorname{erfc}\left[\frac{\lambda_{\text{тк}}x}{ah\sqrt{\varkappa_{\text{тк}}\left(t-\frac{b}{a}x\right)}}\right]-\right.$$

$$\left.-\operatorname{erfc}\left[\frac{\lambda_{\text{тк}}x}{ah\sqrt{\varkappa_{\text{тк}}\left(t-t_*-\frac{b}{a}x\right)}}\right]\right\}. \qquad \text{(VII.36)}$$

Первый член в формуле (VII.36) справедлив при $t>bx/a$, а второй — при $t-t_*>bx/a$. Входящие в формулу (VII.36) обозначения те же, что и в предыдущих параграфах.

Как следует из (VII.36), максимальная температура в пласте достигается при $x=x_{\max}$, причем

$$x_{\max}\approx\frac{a(t-t_*)}{b}. \qquad \text{(VII.37)}$$

Рассмотрим пример вытеснения нефти водой методом тепловой оторочки.

Пример VII.2. Пусть имеем тот же прямолинейный пласт с теми же размерами и свойствами, что и в примере VII.1. Закачка горячей воды в пласт при $\Delta T_1=200$ К ведется с тем же расходом $q=150$ м^3/сут. Однако через $t_*=200$ сут после начала процесса вытеснения нефти переходят на закачку холодной воды с $\Delta T=0$. Будем считать, что процесс разработки рассматриваемого пласта ведется в течение $t=500$ сут. К. п. д. системы водогрейная установка — водопровод — скважина составляет 0,6. Теплота сгорания условно сжигаемой в котлах нефти для производства горячей воды составляет $3{,}8/10^7$ кДж/т. Определим распределение температуры в пласте в различные моменты времени, а также остаточную нефтенасыщенность $s_{\text{н ост}}$, нефтеотдачу и «чистую» дополнительно полученную нефть по сравнению с этими параметрами при вытеснении нефти из пласта холодной водой к концу разработки пласта, т. е. при $t=500$ сут, как в случае использования тепловой оторочки, так и во время непрерывной закачки в пласт горячей воды.

Определим по формуле (VII.36) распределение температуры в пласте в различные моменты времени t. На рис. 134 показано распределение температуры при вытеснении нефти горячей водой методом тепловой оторочки при $t=300$, 400 и 500 сут с начала закачки воды. Видим, что температура в тепловой оторочке существенно снижается с течением времени. Кривая *4* характеризует распределение температуры в пласте при непрерывной закачке в него горячей воды в течение 500 сут.

В соответствии с тем же предположением о поршневом характере вытеснения нефти из пласта при закачке в него горячей воды, но с учетом зависимости остаточной нефтенасыщенности $s_{\text{н ост}}$ от температуры, определяемой по формуле (VII.34), будем считать, что из охлаждаемой области тепловой оторочки, т. е. из области $x\ll x_{\max}$ ($x_{\max}$ приближенно вычисляют по формуле (VII.37)) нефть уже не вытесняется. Вычисленное по формуле (VII.34), с учетом указанного положения, распределение насыщенности в случае применения тепловой оторочки соответствует кривой *2* (см. рис. 133), а в случае непрерыв-

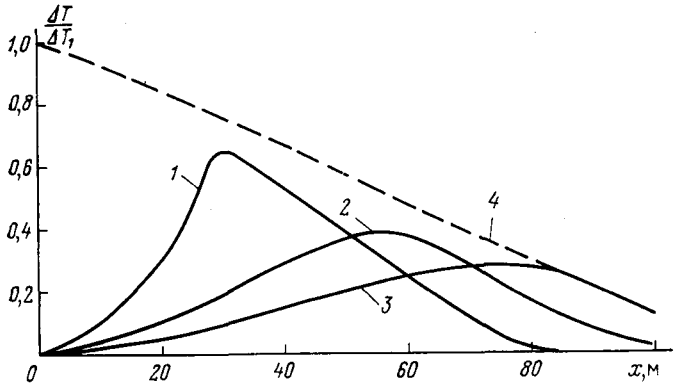


Рис. 134. Распределение температуры в прямолинейном пласте при вытеснении из него нефти горячей водой методом тепловой оторочки:
1 — через 300 сут после начала процесса; *2* — через 400 сут; *3* — через 500 сут; *4* — при непрерывной закачке горячей воды в пласт в течение 500 сут

ной закачки горячей воды при $t=500$ сут — кривой *3*. При графическом вычислении остаточной нефтенасыщенности с помощью рис. 133 в случае тепловой оторочки получим

$$G_{\text{ост1}} = mbh \int_0^l s_{\text{н ост}}(x)\,dx = 0{,}2 \cdot 100 \cdot 15 \cdot 58{,}62 = 17{,}6 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Количество извлеченной из пласта нефти по методу тепловой оторочки

$$Q_{\text{н1}} = 28{,}5 \cdot 10^3 - 17{,}6 \cdot 10^3 = 10{,}9 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Количество извлеченной из пласта нефти при заводнении холодной водой ($\Delta T=0$) было бы

$$Q_{\text{но}} = 28{,}5 \cdot 10^3 \cdot 0{,}21 \approx 6 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Дополнительно извлеченная нефть при горячем заводнении с использованием тепловой оторочки составляет

$$\Delta Q_{\text{н1}} = Q_{\text{н1}} - Q_{\text{но}} = 10{,}9 \cdot 10^3 - 6 \cdot 10^3 = 4{,}9 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

На подогрев горячей воды с учетом к. п. д., равного 0,6, и указанной выше теплоты сгорания нефти затрачено

$$Q_{\text{нэ1}} = \frac{4{,}19 \cdot 10^3 \cdot 200 \cdot 150 \cdot 200}{3{,}8 \cdot 10^7 \cdot 0{,}6} = 1103 \text{ м}^3 \text{ нефти}.$$

Количество «чистой», дополнительно полученной нефти (за вычетом условно сожженной в котлах на подогрев горячей воды) составляет

$$\overline{\Delta Q}_{\text{н1}} = 4{,}9 \cdot 10^3 - 1{,}103 \cdot 10^3 \approx 3{,}8 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Коэффициент вытеснения при использовании тепловой оторочки

$$\eta_1 = \frac{10{,}9 \cdot 10^3}{28{,}5 \cdot 10^3} = 0{,}382.$$

Коэффициент нефтеотдачи при $t=500$ сут

$$\eta = \eta_1 \eta_2 = 0{,}382 \cdot 0{,}75 = 0{,}287.$$

Определим показатели вытеснения нефти горячей водой при непрерывной ее закачке в пласт в течение $t=500$ сут.

Распределение температуры в пласте в этом случае показано на рис. 134. Аналогично примеру VII.1 определим остаточные запасы нефти. Имеем

$$G_{\text{ост}_2} = 17{,}3 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Общее количество извлеченной нефти

$$Q_{\text{н}_2} = (28{,}5 - 17{,}3)\, 10^3 = 11{,}2 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Количество дополнительно извлеченной нефти по сравнению с заводнением холодной водой

$$\Delta Q_{\text{н}_2} = (11{,}2 - 6{,}0)\, 10^3 = 5{,}2 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Количество условной нефти на подогрев воды

$$Q_{\text{нэ}_2} = \frac{4{,}19 \cdot 10^3 \cdot 200 \cdot 150 \cdot 500}{3{,}8 \cdot 10^7 \cdot 0{,}6} = 2760 \text{ м}^3.$$

Количество чистой дополнительной полученной нефти

$$\overline{\Delta Q_{\text{н}}} = 5{,}2 \cdot 10^3 - 2{,}76 \cdot 10^3 = 2{,}44 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Таким образом, по методу тепловой оторочки вместо непрерывной закачки в пласт горячей воды получают прирост чистой дополнительно извлеченной нефти $3{,}8 \cdot 10^3 - 2{,}44 \cdot 10^3 = 1{,}36 \cdot 10^3$ м^3.

Коэффициент вытеснения нефти при непрерывной закачке в пласт горячей воды

$$\eta_{\text{ц}} = \frac{11{,}2 \cdot 10^3}{28{,}5 \cdot 10^3} = 0{,}393.$$

Коэффициент нефтеотдачи

$$\eta = 0{,}393 \cdot 0{,}75 = 0{,}295.$$

Как видно из примера VII.2, вытеснение нефти из пласта при непрерывной закачке в него горячей воды приводит к несколько большему коэффициенту нефтеотдачи, чем при использовании метода тепловой оторочки, но зато количество получаемой чистой дополнительной нефти, за вычетом условно сожженной в водогрейных установках для производства горячей воды, больше в случае тепловой оторочки.

Данные в рассмотренном примере абсолютные цифры извлечения нефти и нефтеотдачи — условные. В других пластах с лучшими исходными параметрами могут быть получены большие абсолютные данные по извлечению нефти.

§ 4. ТЕХНОЛОГИЯ И МЕХАНИЗМ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ НЕДР С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ

Методы извлечения нефти из недр при использовании внутрипластовых окислительных процессов основаны на идее подземной газификации угля, выдвинутой в 1888 г. Д. И. Менделеевым. В 30-х гг. текущего века советские ученые А. Б. Шейнман и К. К. Дубровай предложили извлекать нефть методом ее подземной газификации с созданием в пласте экзотермической

окислительной реакции, переходящей в горение. Ими были сделаны первые попытки инициирования внутрипластового окисления нефти на одном из месторождений Краснодарского края.

Однако в 30-х—50-х гг. внутрипластовое горение на практике не применяли вследствие его недостаточной изученности. В конце 50-х и в начале 60-х гг. возрос интерес к методу извлечения нефти из недр с использованием внутрипластового горения. В СССР, США, ВНР, СРР, Франции, Нидерландах и в ряде других стран были осуществлены опытно-промышленные работы, показавшие возможность промышленного извлечения нефти из недр путем осуществления внутрипластового горения. Были проведены многочисленные исследования, способствовавшие современному пониманию механизма внутрипластового горения и совершенствованию его технологии. Теоретически было доказано, что скорость тепловой конвекции меньше скорости движения фронта горения при закачке в пласт в качестве окислителя воздуха, и затем экспериментально и теоретически установлено, что ускорить перенос тепла в пласте можно путем осуществления влажного внутрипластового горения.

В СССР устойчивый процесс внутрипластового горения был осуществлен в 1967 г. на месторождении Павлова Гора в Краснодарском крае и на месторождении Сходница на Украине. В опытах, проведенных на этих месторождениях, были получены доказательства длительного существования и перемещения в пласте области, где происходит интенсивная окислительная реакция, «очага горения», а также возможности существенного дополнительного извлечения нефти при внутрипластовом горении.

Метод извлечения нефти из недр с использованием внутрипластового горения успешно применяют на нефтяных месторождениях СССР, СРР, ВНР, США.

Исследования показали, что при развитии процесса внутрипластового горения в пористой среде пласта сгорает в основном тяжелый остаток нефти, получивший название кокса, так как более легкие фракции нефти испаряются перед областью горения в результате повышенной температуры и переносятся потоком газов вперед по пласту по направлению к добывающим скважинам.

В процессе разработки нефтяного месторождения методом внутрипластового горения в качестве окислителя применяют главным образом воздух, закачиваемый в пласт через специальные воздухонагнетательные скважины. Нефть отбирается из добывающих скважин вместе с продуктами горения и водой, которую также можно закачивать в пласт в те же воздухонагнетательные или в специальные водонагнетательные скважины.

Операцию создания в пласте внутрипластового горения начинают с его возбуждения, инициирования. Для этого в нагнетательную скважину, в которой предполагают начать процесс

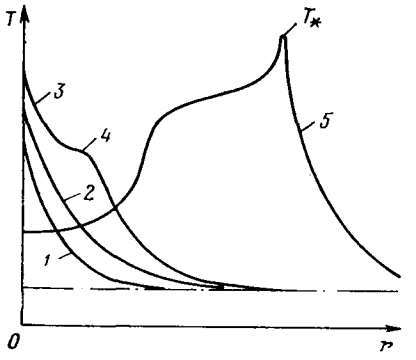


Рис. 135. Изменение температурных профилей вблизи воздухонагнетательной скважины при инициировании внутрипластового горения

горения, опускают нагревательное устройство (глубинную горелку или электронагреватель) и нагнетают воздух. Воздух, обладая существенно меньшей вязкостью, чем насыщающие пласт нефть и вода, проскальзывает сквозь нефть и воду, частично вытесняя их из пласта, к забоям добывающих скважин. Так осуществляется сообщаемость (сбойка) воздухонагнетательных и добывающих скважин. Затем включают глубинное нагревательное устройство и вводят тепло в пласт. В результате в нем повышается температура, скорость окисления нефти возрастает и окисление переходит в горение.

На рис. 135 схематично показан график изменения температуры вблизи скважины в процессе инициирования внутрипластового горения. Здесь кривые *1* и *2*, которым соответствует время t_1 и t_2, пока не отражают появление в пласте источника интенсивного выделения тепла; кривая *3* (время $t_3 > t_2 > t_1$) характеризует резкое изменение температуры; кривая *4* соответствует началу перехода медленной окислительной реакции в горение, а кривая *5* (время $t_5 > t_3$) — сформировавшемуся фронту горения с температурой $T = T_*$. Внутрипластовое горение может быть инициировано в определенных условиях без дополнительного подогрева пласта путем его самовозгорания.

При реакции окисления нефти углерод и водород, входящие в ее состав, соединяются с кислородом, образуя при интенсивном горении окись и двуокись углерода, а также воду, а при низкотемпературном окислении — окислы углеводородов и органические кислоты.

Если пластовое давление сравнительно невелико (до 5 МПа), а температура 420—450 К, при содержании в нефти легких углеводородов в пласте в результате реакции окисления образуются в значительном количестве окислы органических соединений и кислоты, а при температурах, больших 470—520 К, — только двуокись углерода и в небольшом количестве окись углерода. В этом случае окислительная реакция превращается в реакцию горения.

Химическую формулу горения остатка нефти — кокса запишем следующим образом:

$$A\,CH_n + a\,O_2 = \lambda b\,CO_2 + b\,CO + d\,H_2O, \qquad \text{(VII.38)}$$

где A, a, b, d — численные коэффициенты химических реакций; n — отношение числа атомов водорода H к числу атомов углерода C в коксе; λ — отношение числа молей CO_2 к числу молей CO в продуктах горения.

Если, например, кокс представлен твердым парафином, химическая формула которого $C_{20}H_{42}$, то $A=20$, $n=2{,}1$. Однако при написании формулы реакции будем рассматривать только одну группу CH_n, поскольку для дальнейшего изложения потребуются относительные данные участвующих в реакции веществ (например, сколько приходится кислорода на единицу массы кокса и др.).

В реакции, протекающей по формуле (VII.38), все атомы водорода переходят в воду. Поэтому должно быть $d=n/2$. Далее, приравнивая число атомов углерода в левой и правой частях (VII.38), имеем

$$(\lambda+1)\,b=1; \qquad b=\frac{1}{\lambda+1}.$$

По кислороду получим

$$a=\lambda b+\frac{b}{2}+\frac{d}{2}=\frac{2\lambda+1}{2\lambda+2}+\frac{n}{4}.$$

Следовательно, химическая формула горения (VII.38) приобретает вид

$$CH_n+\left(\frac{2\lambda+1}{2\lambda+2}+\frac{n}{4}\right)O_2=$$

$$=\frac{\lambda}{\lambda+1}CO_2+\frac{1}{\lambda+1}CO+\frac{n}{2}H_2O. \qquad \text{(VII.39)}$$

Из формулы (VII.39) следует, что на один моль кокса для его сгорания требуется $\frac{2\lambda+1}{2\lambda+2}+\frac{n}{4}$ молей O_2. Молярная масса группы CH_n кокса составляет $12+n$. Следовательно, на 1 кг кокса приходится $\left(\frac{2\lambda+1}{2\lambda+2}+\frac{n}{4}\right)/(12+n)$ кг/молей O_2.

Важный параметр пласта, подвергаемого воздействию горением, — содержание в единице его объема кокса. Это содержание обозначим $z_т$. Таким образом, объем воздуха $V_{воз}$, необходимого для выжигания кокса в 1 м^3 пласта и приведенного к стандартным условиям, составит

$$V_{воз}=\frac{22{,}4\left(\frac{2\lambda+1}{2\lambda+2}+\frac{n}{4}\right)z_т}{a_1a_2(12+n)}, \qquad \text{(VII.40)}$$

где a_1 — содержание кислорода в воздухе; a_2 степень использования кислорода.

Необходимо заметить, что согласно (VII.39) или из 1 кг/моль кокса при развитом процессе горения в пласте приходится $\lambda/(\lambda+1)$ кг·молей CO_2 и $n/2$ кг/молей воды.

Сделаем количественную оценку образования различных веществ в пласте при интенсивном горении. Пусть $n=2$ и в соответствии с экспериментальными данными в результате горения образуется незначительное количество CO. При этом $\lambda=10$. Содержание кокса в породе $z_т=25$ кг/м³, $a^1=0{,}21$, $a^{l2}=0{,}9$.

$$V_{воз}=\frac{22{,}4\left(\frac{2\cdot 10+1}{2\cdot 10+2}+0{,}5\right)25}{0{,}21\cdot 0{,}9\,(12+2)}\approx 308 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Таким образом, для выжигания кокса из 1 м³ пласта потребуется 308 м³ воздуха при стандартных условиях. Для выжигания же 1 кг кокса требуется 12,31 м³ воздуха при стандартных условиях. Как следует из (VII.39), на 1 кг сгорающего кокса в пласте образуется CO_2 в количестве

$$\frac{44\lambda}{(\lambda+1)(12+n)}=2{,}86 \text{ кг},$$

а также воды

$$\frac{9n}{12+n}=1{,}286 \text{ кг}.$$

Важная характеристика процесса внутрипластового горения — скорость w окислительной реакции, например скорость вступления в реакцию кислорода с коксом в единице объема пласта. Умножив эту скорость на определенные коэффициенты, можно получить скорость выделения тепла в 1 м³ пласта.

Исследования окисления нефти в пористой среде показывают, что скорость внутрипластовой окислительной реакции описывается законом Аррениуса. Так, в соответствии с этим законом, для скорости вступления в реакцию кислорода w_{0x} имеем следующую формулу:

$$w_{0x}=a_0 p^n{}_{0x}\, e^{-\frac{E}{RT}}.$$

Здесь a_0, n — коэффициенты, определяемые экспериментальным путем для различных нефтей и пород-коллекторов нефти; p_{0x} — парциальное давление кислорода в окислителе; E — энергия активации; R — газовая постоянная; T — температура, К.

Для установления констант a_0, n и $B=E/R$ проводят лабораторные исследования кинетики окисления конкретных нефтей на естественных и искусственных образцах горных пород.

Экспериментально найдено, что входящие в (VII.41) константы кинетики окисления нефтей имеют следующий порядок: $E/R=(8—9)\ 10^3$ К; $n=0{,}5—1{,}0$; $a_0=(1—5)\ 10^4$ (кг $O_2\cdot$МПа)$^{-n}$/(кг кокса·с). Размерность $[w_{0x}]=$кг O_2/(кг кокса·с). Оценим значение w_{0x} по формуле (VII.41). Пусть $A/R=8{,}5\cdot 10^3$ К; $n=$

$=1{,}0$; $a_0=3\cdot10^4$ кг O_2/(кг нефти·с·МПа); $p=10$ МПа; $p_{0x}=$ $=0{,}21\cdot10=2{,}1$ МПа; $T=313{,}15$ К (40 °С).

Имеем

$$w_{0x}=3\cdot10^4\cdot0{,}21\cdot10e^{-\frac{8{,}5\cdot10^3}{313{,}15}}=10{,}27\cdot10^{-8}\ \text{кг}\ O_2/(\text{кг кокса}\cdot\text{с})=$$

$$=8{,}87\cdot10^{-3}\ \text{кг}\ O_2/(\text{кг кокса}\cdot\text{сут}).$$

Таким образом, при указанных условиях за сутки 1 кг кокса будет поглощать за счет окислительной реакции около 9 г кислорода. Такая скорость его поглощения незначительная.

Рассчитаем скорость окислительной реакции при температуре $T=473{,}15$ К (200 °С).

Получим

$$w_{0x}=3\cdot10^4\cdot0{,}21\cdot10e^{-\frac{8{,}5\cdot10^3}{473{,}15}}=$$

$$=9{,}954\cdot10^{-4}\ \text{кг}\ O_2/\text{кг кокса}\cdot\text{с}=86\ \text{кг}\ O_2/\text{кг кокса}\cdot\text{сут}.$$

При $T=473{,}15$ К окислительная реакция протекает уже быстрее: 1 кг кокса сгорает за 16 мин.

Чтобы получить формулу для скорости выделения тепла при окислительной реакции, необходимо скорость вступления в реакцию кислорода w_{0x} умножить на параметр $H^{\text{т}}$, характеризующий количество тепла, выделяемого при вступлении 1 кг кислорода в реакцию с коксом, и содержание кокса в 1 м^3 пласта. Тогда скорость выделения тепла $w_{\text{т}}$ будет относиться к 1 м^3 пласта. Размерность $[w_{\text{т}}]=$кДж/(м^3·с). В соответствии со сказанным имеем

$$w_{\text{т}}=a_0p^n{}_{0x}H_{\text{т}}z_{\text{т}}\,e^{-B/T}. \qquad \text{(VII.42)}$$

Оценим $w_{\text{т}}$ при тех же параметрах окислительного процесса, приведенных выше, положим $H_{\text{т}}=10\cdot5\cdot10^3$ кДж/кг O_2, $z_{\text{т}}=$ $=25$ кг кокса/м^3. Тогда при $T=313{,}15$ К

$$w_{\text{т}}=w_{0x}H_{\text{т}}z_{\text{т}}=8{,}87\cdot10^{-3}\cdot10{,}5\cdot10^3\cdot25=2328\ \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3\cdot\text{сут}}.$$

Если считать, что осредненная теплоемкость пласта $c_{\text{пл}}=2{,}5\cdot$ $\cdot10^3$ кДж/(м^3·К), то за сутки при определенной выше скорости тепловыделения и отсутствии потерь тепла в кровлю и подошву температура в нем повысится на $(2{,}328\cdot10^3)/(2{,}5\cdot10^3)\approx1$ К. Примем температуру T равной 473,15 К при тех же параметрах окислительного процесса. В этом случае

$$w_{\text{т}}=9{,}954\cdot10^{-4}\cdot10{,}5\cdot10^3\cdot25=261{,}3\ \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3\cdot\text{с}}=225{,}8\cdot10^5\ \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3\cdot\text{сут}}.$$

Температура пласта будет повышаться на 0,65 К в секунду. Это означает, что при $T=473{,}15$ К окислительный процесс быстро перейдет в горение. Скорость горения будет определяться уже только скоростью подачи кислорода в зону реакции.

При незначительной скорости окислительной реакции ($T = T_1$) нагнетаемый в пласт кислород, проскальзывая сквозь нефть и постепенно реагируя с ней, займет некоторую зону длиной Δl_{0x}.

При высокой скорости реакции окисления ($T = T_2 \gg T_1$) длина зоны Δl_{0x} будет небольшой. Окислительная реакция протекает в узкой зоне пласта длиной в несколько сантиметров. Эту узкую зону считают «фронтом горения».

Скорость продвижения сформировавшегося фронта горения определяется расходом окислителя и $R_{воз}$. Если в прямолинейный пласт для продвижения фронта горения нагнетают воздух, то скорость фронта горения

$$w_ф = \frac{q_{воз}}{R_{воз} b h}, \qquad \text{(VII.43)}$$

где $q_{воз}$ — расход воздуха в прямолинейный элемент пласта шириной b и толщиной, охваченной процессом горения, h.

Положение фронта горения $x_ф$ в любой момент времени t

$$x_ф = \frac{\int_0^t q_{воз}(t)\,dt}{R_{воз} b h}. \qquad \text{(VII.44)}$$

При радиальном случае

$$2\pi r_ф dr_ф h R_{воз} = q_{воз} dt; \qquad w_ф = \frac{q_{воз}}{2\pi r_ф h R_{воз}}.$$

Отсюда

$$\pi h R_{воз} r_ф^2 = \int_0^t q_{воз}(t)\,dt.$$

или

$$r_ф = \left[\frac{\int_0^t q_{воз}(t)\,dt}{\pi h R_{воз}} \right]^{1/2}. \qquad \text{(VII.45)}$$

Приведенные формулы позволяют определить положение фронта горения в любой момент времени в случаях прямолинейного и радиального движения.

Пусть, например, в радиальном случае при стандартных условиях $q_{воз} = 30 \cdot 10^3$ м³/сут, $z_т = 25$ кг/м³, $h = 10$ м, $R_{воз} = 308$ м³/м³. Тогда через 1 год = 365 сут фронт горения продвинется от скважины на расстояние

$$r_ф = \left(\frac{30 \cdot 10^3 \cdot 365}{3{,}14 \cdot 10 \cdot 308} \right)^{1/2} = 33{,}65 \text{ м}.$$

Из формул (VII.43) и (VII.45) видно, что, чем больше содержится кокса в 1 м^3 пласта, тем меньше скорость движения фронта горения при постоянном расходе закачиваемого в пласт воздуха. Поскольку, чем больше скорость движения фронта горения, тем больше количество дополнительно извлекаемой нефти в единицу времени, т. е. при высоком содержании кокса в пласте будет дополнительно извлечено в единицу времени меньшее количество нефти по сравнению с объемом нефти при меньшей концентрации кокса, но при одной и той же начальной нефтенасыщенности.

§ 5. СУХОЕ И ВЛАЖНОЕ ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ

Внутрипластовое горение, осуществляемое путем нагнетания в пласт только воздуха, получило в теории и практике разработки нефтяных месторождений название *сухого внутрипластового горения*. Опыты, проведенные в лабораторных условиях, теоретические исследования, а также измерения температуры в реальных пластах, из которых нефть извлекается с использованием внутрипластового горения, показали, что для сухого внутрипластового горения характерна кривая изменения температуры для прямолинейного пласта, показанная на рис. 136. Температура T_* соответствует положению фронта горения с координатой $x_ф$. На этой кривой виден излом на расстоянии $x_т$ от начала координат. Это связано с конвективным переносом тепла. Сечение пласта с приближенной координатой $x=x_т$ называется *фронтом конвекции*. В процессе внутрипластового горения фронты горения и конвекции с координатами $x_ф$ и $x_т$ перемещаются по ходу движения закачиваемых в пласт веществ.

Скорости перемещения этих фронтов с координатами $x_ф$ и $x_т$ зависят от различных факторов, и поэтому они, по существу, не одинаковы. В прямолинейном случае скорость перемещения $x_ф$ можно определить по формуле (VII.43). По аналогии с тепловой конвекцией, возникающей в пласте при закачке в него горячей воды, рассмотренной в § 1 данной главы, для скорости фронта конвекции при сухом внутрипластовом горении можно написать формулу, считая, согласно рис. 136, что при $x=x_т$ в пласте дви-

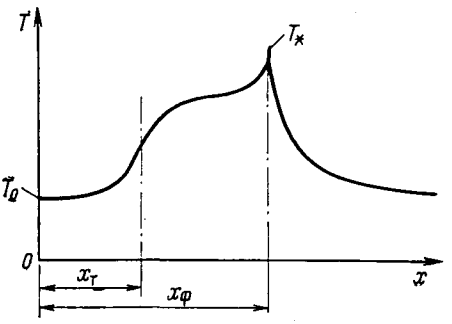


Рис. 136. Кривая изменения температуры при сухом внутрипластовом горении

жется только воздух:

$$w_т = \frac{dx_т}{dt} = \frac{c_{воз}\rho_{воз}v_{воз}}{c_{воз}\rho_{воз}m + c_т\rho_т(1-m)}, \quad \text{(VII.46)}$$

где $c_{воз}$ — массовая теплоемкость воздуха.

Из формулы (VII.43)

$$w_ф = \frac{dx_ф}{dt} = \frac{v_{0\,воз}}{R_{воз}}; \qquad v_{0\,воз} = \frac{q_{воз}}{bh}, \quad \text{(VII.47)}$$

где $v_{0\,воз}$ — скорость фильтрации воздуха.

Для дальнейшего анализа характера движения фронта горения и конвекции примем, что воздух — идеальный газ. Условно будем также считать, что температура позади фронта конвекции, т. е. при $x \leqslant x_т$, равна пластовой. С учетом этих допущений имеем

$$v_{0\,воз}\rho_{0\,воз} = v_{воз}\rho_{воз}. \quad \text{(VII.48)}$$

Здесь $\rho_{0\,воз}$ и $\rho_{воз}$ — плотность воздуха соответственно при стандартных условиях и пластовых условиях.

Рассмотрим отношение скорости фронта горения $w_ф$ к скорости фронта конвекции $w_т$. Имеем

$$\frac{w_ф}{w_т} = \frac{v_{0\,воз}[c_т\rho_т(1-m) + mc_{воз}\rho_{воз}]}{R_{воз}c_{воз}\rho_{воз}v_{воз}} = \frac{[c_т\rho_т(1-m) + mc_{воз}\rho_{воз}]}{R_{воз}c_{воз}\rho_{0\,воз}}. \quad \text{(VII.49)}$$

Формулу (VII.49) можно упростить, учитывая незначительность второго члена в числителе по сравнению с первым. Так, используя наиболее характерные значения входящих в (VII.49) величин, получим

$$c_т\rho_т(1-m) = 1{,}0475 \cdot 2{,}5 \cdot 10^3 \cdot 0{,}8 \approx 2{,}1 \cdot 10^3 \text{ кДж/(м}^3\cdot\text{К)},$$

$$c_{воз}\rho_{0\,воз} \approx 1 \text{ кДж/(м}^3\cdot\text{К)}.$$

Тогда

$$\frac{w_ф}{w_т} \approx \frac{c_т\rho_т(1-m)}{R_{воз}c_{воз}\rho_{0\,воз}}. \quad \text{(VII.50)}$$

Оценим $w_ф/w_т$ по формуле (VII.50), принимая $R_{воз} = 308$ м^3/м^3. Имеем

$$\frac{w_ф}{w_т} = \frac{2{,}1 \cdot 10^3}{308 \cdot 1{,}0} = 6{,}8.$$

Таким образом, скорость движения в пласте фронта сухого горения почти в 7 раз превышает скорость фронта конвекции. Это означает, что тепло, генерируемое в зоне горения, остается позади фронта горения, бесполезно уходя в породы кровли и подошвы пласта. Совершенно ясно, что тепло будет эффективно использоваться только в том случае, если оно переносится в область, расположенную перед фронтом горения, и опережает его. Тогда обеспечивается извлечение легких фракций нефти из

пласта до подхода фронта горения, где остаток нефти сгорает.

Каким же образом ускорить конвективный перенос тепла при внутрипластовом горении? Оказалось, что это возможно за счет увеличения теплоемкости движущихся в пласте веществ при добавлении сравнительно небольшого количества воды к нагнетаемому в пласт воздуху. Внутрипластовое горение, осуществляемое путем закачки в пласт окислителя вместе с водой, получило название влажное горение.

Проведем в случае совместной закачки в пласт воздуха и воды при влажном внутрипластовом горении такой же анализ движения фронтов горения и конвекции, что и в процессе сухого горения. Будем считать, что в некоторой области пласта, где совместно фильтруются воздух и вода, водонасыщенность равна s.

Тогда для скорости фронта конвекции по аналогии с формулой (VII.46) получим

$$w_т = \frac{c_{воз}\rho_{воз}v_{воз} + c_в\rho_в v_в}{c_т\rho_т(1-m) + c_{воз}\rho_{воз}m(1-s)}. \qquad \text{(VII.51)}$$

Для скорости фронта горения имеем то же выражение (VII.47). Принимая те же допущения, что и при выводе формулы (VII.49), и пренебрегая конвективным теплопереносом за счет воздуха, в случае влажного горения окончательно получим

$$\frac{w_ф}{w_т} = \frac{c_т\rho_т(1-m) + c_в\rho_в ms}{R_{воз}(c_{воз}\rho_{0\,воз} + c_в\rho_в\lambda_{вв})}. \qquad \text{(VII.52)}$$

Здесь $\lambda_{вв}$ — водовоздушное отношение (отношение объема воды, движущейся в пласте, к объему воздуха, замеренного при стандартных условиях). Если, например, на 1000 стандартных м^3 воздуха приходится 1 м^3 воды, то $\lambda_{вв}=10^{-3}$. По формуле (VII.52) оценим $w_ф/w_т$ для влажного горения.

Примем $c_в\rho_в=4{,}19\cdot10^3$ кДж/(м$^3\cdot$К); $c_{воз}\rho_{0\,взо}=1{,}0$ кДж/(м$^3\cdot$К); $s\approx1$; $m=0{,}2$.

В первом случае $\lambda_{вв}=10^{-3}$ м^3/м^3.

По формуле (VII.52)

$$\frac{w_ф}{w_т} = \frac{2{,}1\cdot10^3 + 4{,}19\cdot10^3\cdot0{,}2}{308(0{,}24 + 4{,}19\cdot10^3\cdot10^{-3})} = 2{,}15.$$

При таком водовоздушном отношении фронт горения будет двигаться быстрее фронта конвекции только в 2,15 раза.

Во втором случае $\lambda_{вв}=3\cdot10^{-3}$. При тех же условиях, как и в первом,

$$\frac{w_ф}{w_т} = \frac{2{,}1\cdot10^3 + 4{,}19\cdot10^3\cdot0{,}2}{308(0{,}24 + 4{,}19\cdot10^3\cdot3\cdot10^{-3})} = 0{,}745.$$

Следовательно, если $\lambda_{вв}=3\cdot10^{-3}$, то при влажном горении фронт конвекции уже опережает фронт горения.

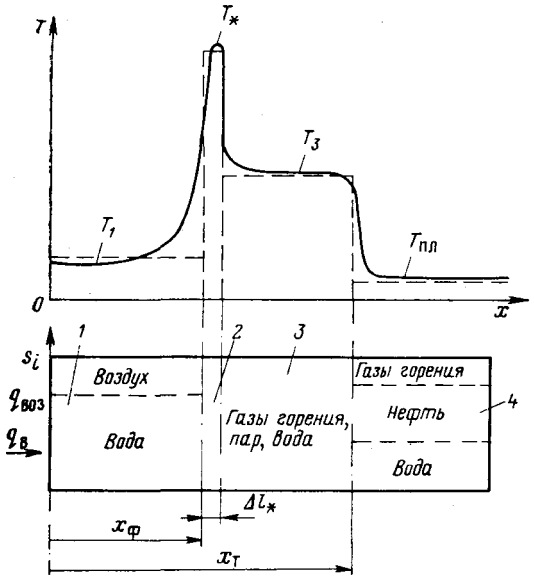


Рис. 137. Схема распределения температуры и насыщенности $\bar{s}_i$ пористой среды при влажном горении:
1—4 — зоны

Если $\lambda_{вв}=5\cdot10^{-3}$, в тех же условиях

$$\frac{w_ф}{w_т}=\frac{2{,}1\cdot10^3+4{,}19\cdot10^3\cdot0{,}2}{308\,(0{,}24+4{,}19\cdot10^3\cdot5\cdot10^{-3})}=0{,}45.$$

Таким образом, в третьем случае фронт конвекции уже более чем в 2 раза движется быстрее, чем фронт горения. Установленное экспериментальным путем и расчетными методами распределение температуры в прямолинейном пласте имеет вид, показанный на рис. 137. Если процесс горения интенсивный, т. е. зона окислительной реакции имеет небольшой размер, то при влажном горении, как и при сухом, продолжает существовать «пиковая» температура T_*. За этой температурой по ходу движения фронта горения расположена зона *3* со сравнительно мало меняющейся по координате x температурой. Эта область получила название парового плато, так как она в значительной степени насыщена, помимо продуктов горения, водяным паром.

Вытеснение нефти из пласта происходит в зоне, прилегающей спереди к фронту конвекции (см. рис. 137) с координатой $x_т$. Опыты показывают, что в области пласта, по которой проходит фронт горения, практически не остается нефти: легкие ее фракции путем гидромеханического вытеснения или дистилляции переносятся вперед по ходу процесса, а кокс сгорает.

Поэтому впереди фронта конвекции ($x>x_т$) образуется нефтяной вал. Когда этот вал подойдет к выходу из пласта, накопленную добычу нефти при влажном горении определить очень просто — она равна разности между первоначальным содержа-

нием нефти в охваченной процессом области за вычетом количества сгоревшей нефти в виде кокса и нефти, накапливающейся в нефтяном вале.

С увеличением водовоздушного отношения $\lambda_{вв}$ область, где происходит окислительная реакция, расширяется. При этом влажное горение переходит в так называемое сверхвлажное горение. Если водовоздушное отношение $\lambda_{вв}$ увеличивается в большей степени, кокс может не полностью выгореть, температура в зоне окислительной реакции снизится и горение перейдет сначала в окислительную реакцию с образованием вместо двуокиси и окиси углерода и воды окислов углеводородов и органических кислот, а затем с дальнейшим увеличением $\lambda_{вв}$ может совсем прекратиться. Расчет процесса извлечения нефти из недр с применением влажного внутрипластового горения, проводят с помощью сложных уравнений неизотермической многофазной многокомпонентной фильтрации с учетом химических реакций в пористой среде. Решение указанных уравнений реализуется на современных мощных ЭВМ.

Однако достаточно просто расчет процесса извлечения нефти из прямолинейного и радиального пластов можно провести по приближенной методике.

§ 6. МЕТОДИКА ПРИБЛИЖЕННОГО РАСЧЕТА ПРОЦЕССА ИЗВЛЕЧЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЛАЖНОГО ГОРЕНИЯ

Рассмотрим процесс влажного горения, схема распределения температуры которого показана на рис. 137. При приближенном расчете процесса извлечения нефти из пласта с использованием влажного горения применим одну из разновидностей так называемых зонных моделей. Изложим рассматриваемую методику только для прямолинейного пласта. Для этого разобьем весь прямолинейный пласт длиной l на четыре зоны. В зоне *1* (см. рис. 137), близлежащей к воздуховодонагнетательной галерее при $0 \leqslant x \leqslant x_ф$ движутся воздух и вода. Фактически температура в этой зоне растет постепенно — от температуры на входе в пласт до ее значения на фронте горения. Однако приближенно будем считать, что температура в зоне 1 постоянна и равна пластовой $T_{пл}$. Сплошная линия характеризует фактический температурный профиль при влажном горении, а пунктирная — его аппроксимацию. В нижней части рис. 137 схематично показано распределение насыщенностей пористой среды различными веществами.

Через зону *2*, в которой протекает реакция горения кокса, фильтруются воздух в смеси с газами горения и пары воды при постоянной температуре T_*. Длина этой зоны также постоянна во времени и равна Δl_*. В зоне *3*, насыщенной газами горения и водяным паром, может присутствовать также жидкая вода. Фронт горения с координатой $x_ф$ движется со скоростью $w_ф$.

Температура в этой зоне равна $T_з$. Граница зон *3* и *4*, имеющая координату $x_т$ (фронт конвекции), перемещается со скоростью $w_т$. В зоне *4*, простирающейся от $x=x_т$ до $x=l$, при температуре, равной пластовой $T_{пл}$, происходит совместная фильтрация газов горения, нефти и воды.

В качестве исходных данных при расчете процесса влажного внутрипластового горения задают расход воздуха $q_{воз}$, нагнетаемого в пласт, а также параметры пласта: начальную нефтенасыщенность $s_{но}$, насыщенность связанной водой $s_{св}$; толщину h части пласта, охваченного процессом влажного горения; содержание кокса $z_т$, его плотность $\rho_к$ и теплоту сгорания A; начальные пластовую температуру $T_{пл}$ и давление $p_{пл}$, теплофизические свойства пород пласта и окружающих пласт пород, а также другие необходимые параметры.

Для расчета удобно задаваться не расходом закачиваемой в пласт одновременно с воздухом воды, а отношением скорости фронта конвекции $w_т$ к скорости фронта горения $w_ф$, которое определяют исходя из расхода воздуха $q_{воз}$, параметра $R_{воз}$ и содержания кокса в породе $z_т$.

Водовоздушное отношение $\lambda_{вв}$ будет неодинаковым в различных сечениях пласта вследствие накопления воды в зоне *1* (см. рис. 137) и образования воды в результате реакции горения.

Приступая к определению параметров процесса извлечения нефти из прямолинейного пласта по излагаемой методике, необходимо прежде всего установить скорость фронта горения по формуле (VII.43). При этом параметр $R_{воз}$ либо находят непосредственно экспериментальным путем, либо по формуле (VII.40), зная величину $z_т$ на основе лабораторных экспериментов.

В соответствии с приближенной методикой зададимся отношением скорости конвективного переноса теплоты $w_т$ (скорости движения границы зон *3* и *4*) к скорости фронта горения $w_ф$, а затем определим потребное водовоздушное отношение на входе в пласт и, следовательно, необходимый расход воды. Обозначим $w_т/w_ф=\varphi$ и вычислим температуру $T_з$ в зоне *3*, поскольку, согласно схематизации, температуру в зонах *1* и *4* принимаем равной пластовой $T_{пл}$. При этом T_* задана (устанавливаем на основе лабораторных экспериментов по влажному внутрипластовому горению). Для нахождения температуры $T_з$, которую приближенно будем считать неизменной как по длине пласта, так и во времени, используем соотношение баланса количества теплоты q_*, генерированной в единицу времени, ее накопленное количество в пласте $q_{пл}$ и отдачу в кровлю — подошву $q_т$. Имеем

$$q_*=q_{пл}+q_т. \qquad \text{(VII.53)}$$

Расход генерированного тепла в пласте пропорционален расходу воздуха $q_{воз}$, содержанию в пласте кокса $z_т$, его тепло-

ты сгорания A и обратно пропорционален параметру $R_{воз}$, т. е.

$$q_* = \frac{Az_т q_{воз}}{R_{воз}}. \qquad \text{(VII.54)}$$

Расход накапливаемого тепла в зоне *3* (см. рис. 137)

$$q_{пл3} = [c_т \rho_т (1-m) + m c_в \rho_в s_з + \\ + m (c_п \rho_п + c_г \rho_г)(1-s_з)] \Delta T_з bh (w_т - w_ф). \qquad \text{(VII.55)}$$

Здесь $c_т$, $c_г$, $c_в$, $c_п$ — удельная темплоемкость соответственно кокса, газов горения, воды и водяного пара; $\rho_т$, $\rho_в$, $\rho_п$, $\rho_г$ — плотность соответственно кокса, воды, пара и газов горения; $s_з$ — насыщенность пористой среды жидкой водой; $\Delta T_з = T_з - T_{пл}$.

Определим $q_т$ по схеме Ловерье. При этом считаем, что поток тепла в кровлю — подошву происходит по всей длине $0 \leqslant x \leqslant x_т$. Затем из этого количества тепла вычтем тепло по длине $0 \leqslant x \leqslant x_ф$. В соответствии с формулой (VII.11) имеем

$$q_{т3} = \int_0^t \frac{2\lambda_{тк} \Delta T_з w_т b d\tau}{[\pi \varkappa_{тк} (t-\tau)]^{1/2}} - \int_0^t \frac{2\lambda_{тк} \Delta T_з w_ф b d\tau}{[\pi \varkappa_{тк} (t-\tau)]^{1/2}} = \\ = \frac{2\lambda_{тк} \Delta T_з}{(\pi \varkappa_{тк})^{1/2}} \int_0^t \frac{(w_т - w_ф) b d\tau}{(t-\tau)^{1/2}} = 2\lambda_{тк} b \Delta T_з w_ф (\varphi - 1) \left(\frac{t}{\pi \varkappa_{тк}}\right)^{1/2}. \qquad \text{(VII.56)}$$

Чтобы использовать соотношение (VII.53), необходимо определить скорость ухода тепла в кровлю — подошву из зоны *2*. Поскольку было принято, что длина этой зоны постоянна в течение всего процесса влажного горения, для установления количества теплоты $q_{т2}$, поглощаемой кровлей и подошвой пласта из этой зоны, будем считать, что на длине пласта $0 \leqslant x \leqslant x_ф$ существует прямой поток тепла в кровлю — подошву, а обратный поток тепла начинается не с момента времени $t=0$, а с момента времени $t=t_*$, причем $t_* = \Delta l_* / w_ф$. С учетом изложенного имеем

$$q_{т2} = \frac{2\lambda_{тк} b w_ф \Delta T_*}{(\pi \varkappa_{тк})^{1/2}} \left[\int_0^t \frac{d\tau}{(t-\tau)^{1/2}} - \int_t^{t-t_*} \frac{d\tau}{(t-\tau)^{1/2}} \right] = \\ = \frac{2\lambda_{тк} b w_ф \Delta T_*}{(\pi \varkappa_{тк})^{1/2}} \left(2\sqrt{t} + 2\sqrt{t_*} - 2\sqrt{t-t_*}\right); \\ \Delta T_* = T_* - T_{пл}. \qquad \text{(VII.57)}$$

При $t \gg t_*$, что фактически и реализуется в действительности, так как размер зоны Δl_* мал, из (VII.57) имеем

$$q_{т2} = 4\lambda_{тк} b w_ф \Delta T_* \left(\frac{t_*}{\pi \varkappa_{тк}}\right)^{1/2}. \qquad \text{(VII.58)}$$

Количество теплоты, поглощаемой кровлей — подошвой:

$$q_т = q_{т2} + q_{т3}. \qquad \text{(VII.59)}$$

Подставляя (VII.54), (VII.55) и (VII.69) в (VII.53), получим соотношение, с помощью которого можно определить ΔT_3:

$$\frac{Az_т q_{воз}}{R_{воз}} = \bar{c}\Delta T_3 bhw_ф(\varphi - 1) +$$

$$+ 2\lambda_{тк} bw_ф \left[\Delta T_3(\varphi - 1)\left(\frac{t}{\pi\varkappa_{тк}}\right)^{1/2} + 2\Delta T_*\left(\frac{t_*}{\pi\varkappa_{тк}}\right)^{1/2}\right]; \qquad \text{(VII.60)}$$

$$\bar{c} = [c_т\rho_т(1-m) + mc_в\rho_в s_3 + m(c_п\rho_п + c_г\rho_г)(1-s_3)].$$

Из (VII.60) видно, что ΔT_3 зависит от времени t, хотя в исходном предположении было принято ΔT_3 постоянным по длине пласта и во времени. Поэтому необходимо установить некоторую среднюю величину ΔT_3 за расчетный период времени $0 \leqslant t \leqslant t_к$ ($t_к$ — время конца процесса влажного горения):

$$\overline{\Delta T}_3 = \frac{(\Delta T_3)_0 + (\Delta T_3)_к}{2}. \qquad \text{(VII.61)}$$

Однако, чтобы определить ΔT_3, необходимо знать входящую в выражение для c величину s_3.

Перейдем к расчету водовоздушных отношений, скоростей, фильтрации и насыщенностей в отдельных зонах. При этом насыщенности пористой среды газами и паром, водой и нефтью будем считать постоянными в каждой зоне.

Расчет указанных показателей начнем с зоны *4* (см. рис. 137). Скорость фильтрации нефти находим, исходя из того, что из зоны *3* в зону *4* перемещается путем гидродинамического вытеснения и дистилляции-конденсации вся нефть (за вычетом сгоревшего кокса) со скоростью, пропорциональной скорости фронта конвекции $w_т$. Имеем

$$v_{н4} = \left(ms_{н0} - \frac{z_т}{\rho_к}\right) w_т. \qquad \text{(VII.62)}$$

Обозначим насыщенность зоны *4* газами горения $s_{г4}$, водой s_4 и нефтью $s_{н4}$. Отсюда

$$s_{г4} + s_{н4} + s_4 = 1. \qquad \text{(VII.63)}$$

Эти насыщенности — неизвестные величины. Кроме того, неизвестна также скорость фильтрации воды $v_{в4}$ в зоне *4*. Для определения насыщенностей и скорости фильтрации воды в этой зоне используем соотношения теории установившейся трехфазной фильтрации. Имеем

$$v_г = -\frac{kk_г(s_г)}{\mu_г}\frac{\partial p}{\partial x}; \qquad v_н = -\frac{kk_н(s_н)}{\mu_н}\frac{\partial p}{\partial x},$$

$$v_в = -\frac{kk_в(s)}{\mu_в}\frac{\partial p}{\partial x}, \qquad \text{(VII.64)}$$

откуда

$$\frac{v_{г4}}{v_{н4}} = \frac{k_г(s_{г4})\,\mu_н}{\mu_г k_н(s_{н4})}. \qquad \text{(VII.65)}$$

Аналогично получим

$$\frac{v_{в4}}{v_{н4}} = \frac{k_в(s_4)\,\mu_н}{\mu_в k_н(s_{н4})}. \qquad \text{(VII.66)}$$

Таким образом, для определения четырех неизвестных $s_{г4}$, $s_{н4}$, s_4 и $v_{в4}$ имеем только три уравнения — (VII.63), (VII.65) и (VII.66). Недостающим уравнением будет служить соотношение для скорости конвективного переноса тепла $w_т$, т. е.

$$w_т = \frac{c_г\rho_г v_{г4} + c_н\rho_н v_{н4} + c_в\rho_в v_{в4}}{c_т\rho_т(1-m) + m[c_н\rho_н(1-s_4-s_{г4}) + c_в\rho_в s_4 + c_г\rho_г s_{г4}]}, \qquad \text{(VII.67)}$$

Здесь $w_т$ — заданная величина; значение $v_{г4}$ находим по известному расходу газов горения, который можно приближенно принять равным расходу воздуха.

Указанные четыре неизвестные величины определим с помощью систем уравнений (VII.63), (VII.65), (VII.66) и (VII.67) методом последовательных приближений. При отыскании первого приближения можно, например, принять $s_4=0$. Можно также пренебречь членом $c_г\rho_г s_{г4}$ в выражении (VII.67) вследствие его малости.

Установив $v_{в4}$, можно вычислить водовоздушное отношение в зоне *4* $\lambda_{вв4}$ и, следовательно, расход воды, поступающей из зоны *3* в зону *4* (см. рис. 137).

Прежде чем определять насыщенности в зоне *3*, необходимо оценить, может ли при заданных параметрах процесса влажного горения присутствовать жидкая вода в этой зоне — паровом плато. Если она имеется, то пар насыщенный. Парциальное давление водяного пара определим по формуле (VII.14).

Если выражать парциальное давление не в МПа, а в Па, то формулу (VII.14) можно приближенно записать в следующем виде:

$$p_{вп} \approx 10^{-3}(T-273{,}2)^4.$$

Для нахождения содержания $g_п$ водяного пара в единице порового объема можно использовать закон идеальных газов, согласно которому

$$g_п = \frac{10^{-3}(T-273{,}2)^4 M_в}{RT}. \qquad \text{(VII.68)}$$

Соответственно для весового содержания газов горения в единице порового объема имеем выражение

$$g_г = \frac{[p_п - 10^{-3}(T-273{,}2)^4]M_г}{RT}. \qquad \text{(VII.69)}$$

Здесь $M_в$ и $M_г$ — масса 1 моля соответственно воды и газа; R — универсальная газовая постоянная ($R=8{,}31\times$ $\times 10^3$ Дж/(кмоль·К).

При оценке возможности существования в зоне *3* (см. рис. 137) жидкой воды необходимо вначале положить $s_3=0$ и определить по формулам (VII.68) и (VII.69) содержание пара и газов в единице порового объема. Если количество газов принять приближенно равным количеству воздуха $q_{воз}$, то можно оценить объем воды, переносимой через зону *3* в виде пара. Если этот объем воды будет меньше количества воды, поступающей в зону *4* из зоны *3*, то, значит, остальная часть воды переносится через зону *3* в виде жидкости. При этом $s_3\neq 0$.

В качестве второго приближения можно принять, что $s_3\approx 1$, и вычислить снова температуру в зоне *3*, а затем определить среднее значение температуры T_3 между указанными выше значениями и это среднее значение принять за действительное. При наличии в зоне *3* воды в жидкой фазе водонасыщенность и скорость фильтрации воды в ней определяют по той же методике, что и при установлении насыщенности в зоне *4* с учетом переноса воды в паровой фазе и расширения зоны *3*.

Так как зона *2* незначительна по размерам, насыщенность в ней не находим, считая, что воздух и вода как бы попадают из зоны *1* сразу в зону *3*.

В зоне *1* движутся вода, ее пар и воздух. Зная расход воды, поступающей в зону *3*, можно по формулам установившегося многофазного течения вычислить водонасыщенность в зоне *1* с учетом ее заполнения водой и, наконец, расход воды на входе в пласт и водовоздушное отношение $\lambda_{вв}$, существующее на входе в пласт.

Таким образом, вычисляют все искомые показатели процесса влажного горения.

Зная расход воды в зоне *4*, можно рассчитать длительность периода безводной разработки пласта, дебиты нефти, газовые факторы и обводненность продукции. То же самое можно сделать в водный период разработки пласта с использованием влажного горения.

Как уже указывалось, описанная выше приближенная методика расчета показателей процесса влажного горения рассмотрена применительно к прямолинейному пласту. С определенным допущением ее можно использовать и для расчета извлечения нефти методом влажного горения и из радиального пласта.

Однако при расчете неустановившихся процессов влажного горения данная методика имеет тот недостаток, что исходное предположение о постоянстве температуры в зоне *3*, т. е. в зоне парового плато, в точности не удовлетворяется.

Если же рассматривать установившийся процесс влажного или сверхвлажного горения, когда скорость ухода тепла в кров-

лю — подошву становится равной скорости генерирования тепла за счет горения, то температура в зоне парового плато будет неизменной, что полностью соответствует исходному положению методики.

Температура в зоне парового плато при установившемся процессе влажного или сверхвлажного горения определяется по формуле, вполне аналогичной формуле (VII.57). При установившемся сверхвлажном горении можно считать, что в пласте существует только одна зона с повышенной постоянной температурой — зона парового плато, т. е. зона *3*, показанная на рис. 137.

Расчет насыщенностей в пласте при установившемся влажном или сверхвлажном горении производится по методике, аналогичной изложенной выше.

Для лучшего усвоения изложенной приближенной методики расчета влажного и сверхвлажного горения рассмотрим установившийся процесс сверхвлажного горения.

Пример VII.3. В процессе разработки нефтяного месторождения, вновь вводимого в эксплуатацию после разведки, было решено применить технологию влажного горения при однорядной схеме расположения скважин. Элемент этой схемы можно представить как прямолинейный пласт длиной $l=500$ м и шириной $b=200$ м. В каждом из таких элементов предполагается создавать установившийся процесс влажного горения с постоянной во времени длиной высокотемпературной зоны *2—3* (зоны парового плато) (см. рис. 137).

Фактическое распределение температуры в этой зоне показано сплошной линией в верхней части рисунка. По приближенной методике расчета установившегося влажного горения распределение температуры представляется в виде прямоугольника, показанного на рис. 137 пунктирной линией. В нижней части рисунка дана схема распределения насыщенностей пористой среды воздухом, газами горения, нефтью и водой в различных зонах.

Пласт имеет следующие свойства: вязкость нефти $\mu_н=30\cdot10^{-8}$ Па·с; толщина пласта, охваченная процессом горения, $h=15$ м; пористость $m=0{,}24$; плотность нефти $\rho_н=0{,}85\cdot10^3$ кг/м^3; теплоемкость горных пород $c_т=1{,}3$ кДж/(кг·К); плотность горных пород $\rho_т=2{,}5\cdot10^3$ кг/м^3; коэффициент теплопроводности пород кровли — подошвы пласта $\lambda_{тк}=2{,}6\cdot10^2$ кДж/(м·сут·К), их температуропроводность $\varkappa_{тк}=0{,}08$ м^2/сут; среднее пластовое давление $\bar{p}=10^7$Па; пластовая температура $T=303{,}2$ К; содержание кокса $z_т=25$ кг/м^3, его плотность $\rho_к=0{,}95\cdot10^3$ кг/м^3; $R_{воз}=308$ м^3/м^3; теплота сгорания кокса $A=25{,}14\cdot10^3$ кДж/кг. В одну воздуховодонагнетательную скважину нагнетают $q_{воз\,с}=80\cdot10^3$ м^3/сут воздуха. Следовательно, в элементе пласта слева направо движется $q_{воз}=40\cdot10^3$ м^3/сут.

Начальная нефтенасыщенность $s_{н0}=0{,}95$, насыщенность связанной водой $s_{св}=0{,}05$.

В процессе установившегося влажного горения решено создать зону парового плато, которую будем называть зоной *2—3*, так как приближенно считаем, что пик температуры отсутствует: при высоких водовоздушных отношениях пик «размазывается» по зоне *2—3*.

Рассчитаем, пользуясь основными положениями приведенной методики, температуру в зоне *2—3*, а также газонефтенасыщенность и водонасыщенность в зонах *1*, *2 — 3*, *4*, а также нефтенасыщенность в зоне *4*, водовоздушные отношения в зонах, входное водовоздушное отношение $\lambda_{вв}$, дебит нефти и воды и другие показатели процесса влажного горения.

Определим прежде всего условную скорость фронта горения $w_{ф*}=dx_{ф*}/dt$. Условную — по той причине, что априори трудно установить, существует ли в данном конкретном случае узкая зона окислительной реакции (фронт горения) или эта зона занимает довольно большую длину, сравнимую с длиной

зоны *3*. Имеем в соответствии с формулой (VII.43)

$$w_{ф*} = \frac{40 \cdot 10^3}{200 \cdot 15 \cdot 308} = 0{,}0433 \text{ м/сут.}$$

Определим время t_{**} создания парового плато, считая, что длина зоны парового плато составляет Δl_{**}:

$$t_{**} = \frac{\Delta l_{**}}{v_{ф*}} = \frac{25}{0{,}0433} = 577{,}4 \text{ сут.}$$

Приращение температуры в зоне *2—3* T_{2-3} вычислим по формуле, вытекающей из (VII.57) при $t \gg t_{**}$. Получим

$$\Delta T_{1-3} = \frac{A z_т h}{4\lambda_{тк}} \left(\frac{\pi \varkappa_{тк} v_{ф*}}{\Delta l_{**}} \right)^{1/2} =$$

$$= \frac{25{,}14 \cdot 10^3 \cdot 25 \cdot 15}{4 \cdot 2{,}6 \cdot 10^2} \left(\frac{3{,}14 \cdot 0{,}08 \cdot 0{,}0422}{25} \right)^{1/2} = 189{,}1 \text{ К.}$$

При пластовой температуре 303,2 К значение $T_{2-3} = 462{,}3$ К.

Рассчитаем скорость фильтрации нефти в зоне *4* по формуле (VII.62). Получим

$$v_{н4} = \left(0{,}24 \cdot 0{,}95 - \frac{25}{0{,}95 \cdot 10^3} \right) 0{,}0433 = 8{,}733 \cdot 10^{-3} \text{ м/сут.}$$

Отсюда дебит нефти $q_н$, притекающей к добывающей скважине с двух сторон, будет

$$q_н = 2 v_{н4} bh = 2 \cdot 8{,}733 \cdot 10^{-3} \cdot 200 \cdot 15 = 52{,}4 \text{ м}^3\text{/сут.}$$

При расчете насыщенностей в зоне *4* считаем, что относительные проницаемости для газов горения нефти и воды при их совместной фильтрации в этой зоне линейно зависят от соответствующих насыщенностей, а именно

$$k_г = \frac{s_г - s_{г0}}{1 - s_{св}}; \qquad k_н = \frac{s_* - s - s_г}{1 - s_{св}};$$

$$k_в = \frac{s - s_{св}}{1 - s_{св}},$$

где $s_{г0}$ — насыщенность пористой среды газом, при которой проницаемость для газа равна нулю; s_* — водогазонасыщенность, при которой проницаемость для нефти равна нулю.

Из приведенных формул получим следующее выражение для отношения скоростей фильтрации газа и нефти в зоне *4*:

$$\frac{v_{г4}}{v_{н4}} = \frac{(s_{г4} - s_{г0}) \mu_м}{\mu_г (s_* - s_4 - s_{г4})}.$$

Примем, что $s_{г0} = 0{,}05$; $s_* = 0{,}95$; $\mu_г = 0{,}02 \cdot 10^{-3}$ Па·с. Скорость фильтрации газа в зоне *4* можно оценить по закону идеальных газов, т. е.

$$v_{г4} = v_{г0} \frac{p_0}{p} = \frac{40 \cdot 10^3 \cdot 10^5}{200 \cdot 15 \cdot 10^7} = 0{,}1333 \frac{\text{м}}{\text{сут}}.$$

Имеем

$$\frac{v_{г4}}{v_{н4}} = \frac{0{,}1333}{0{,}8733 \cdot 10^{-3}} = \frac{30 \cdot 10^{-3} (s_{г4} - 0{,}05)}{0{,}02 \cdot 10^{-3} (0{,}95 - s_4 - s_{г4})}.$$

или

$$1{,}0176\cdot 10^{-2}=\frac{s_{г4}-0{,}05}{0{,}95-s_4-s_{г4}}. \qquad \text{(VII.70)}$$

Это — первое соотношение для определения насыщенностей в зоне *4*. Второе соотношение получим из отношения скорости фильтрации воды к скорости фильтрации нефти в зоне *4*. Имеем

$$\frac{v_{в4}}{v_{н4}}=\frac{(s_4-s_{св})\,\mu_н}{\mu_в\,(s_*-s_4-s_{г4})}.$$

или после подстановки цифровых значений получим

$$v_{в4}=0{,}8733\cdot 10^{-3}\cdot 30\,\frac{s_4-0{,}05}{0{,}95-s_4-s_{г4}}. \qquad \text{(VII.71)}$$

Третьим соотношением для определения насыщенностей в зоне *4* является выражение для скорости фронта конвекции $w_г$:

$$w_т=w_{ф*}=\frac{c_г\rho_г v_{г4}+c_н\rho_н v_{н4}+c_в\rho_в v_{в4}}{c_1\rho_т(1-m)+m\,[c_н\rho_н(1-s_4-s_{г4})+c_в\rho_в s_4+c_г\rho_г s_{г4}]}. \qquad \text{(VII.72)}$$

Соотношения (VII.70), (VII.71) и (VII.72) служат уравнениями для определения неизвестных $s_{г4}$, s_4 и $v_{в4}$. Решать эту систему уравнений будем методом последовательных приближений.

В качестве первого приближения положим в уравнении (VII.70) $s=0$, тогда $s_{г4}=0{,}059$. Подставим это значение $s_{г4}$ в (VII.71), а (VII.71) — в (VII.72), в котором пренебрегаем членом $c_г\rho_г s_{г4}$ вследствие его малости. После подстановки в (VII.72) цифровых значений входящих в него величин и выражения для $v_{в4}$ из (VII.71) получим квадратное уравнение

$$s_4^2+46{,}58s_4-5{,}444=0.$$

Решая это уравнение, имеем $s_4=0{,}116$.

Второе приближение для $s_{г4}$ найдем с учетом того, что $s_4=0{,}116$. Подставляя это значение в (VII.70), находим, что $s_{г4}=0{,}0596$. Таким образом, значения $s_{г4}$ различаются четвертым знаком дроби.

Итак, для зоны *4* $s_{г4}\approx 0{,}06$; $s_4=0{,}116$, $s_{н4}=0{,}824$, т. е. эта зона в основном насыщена нефтью и тонкими струями через нее фильтруются газ и вода. Скорость фильтрации воды в зоне *4*

$$v_{в4}=0{,}0233 \text{ м/сут}.$$

Дебит воды

$$q_в=2v_{в4}bh=2\cdot 0{,}0223\cdot 200\cdot 15=133{,}8 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Обводненность продукции

$$\nu=\frac{q_в}{q_в+q_н}=\frac{133{,}8}{133{,}8+52{,}4}=0{,}719.$$

При расчете насыщенностей в зоне *2—3* заранее не известно, содержится ли вода в жидкой фазе или она отсутствует. Будем решать задачу определения насыщенностей в зоне *2—3* также путем последовательных приближений.

Положим в качестве первого приближения $s_3=0$ и вычислим содержание паров воды в газовой фазе зоны *2—3*. Имеем

$$g_п=\frac{10^{-3}(T-273{,}2)^4 M_в}{RT}=\frac{10^{-3}(462{,}3-273{,}2)^4\cdot 18}{8{,}31\cdot 10^3\cdot 462{,}3}\approx 6 \text{ кг};$$

$$g_г=\frac{[\bar{p}-10^{-3}(T-273{,}2)^4]\,M_г}{RT}=\frac{(10^7-10^{-3}\cdot 189{,}1^4)\,30}{8{,}31\cdot 10^3\cdot 462{,}30}=68{,}1 \text{ кг}=52{,}4 \text{ м}^3.$$

Если на 52,4 м³ газов приходится 6 г водяного пара, то в $40 \cdot 10^3$ м³ газов будет находиться 4,58 м³ воды. Отсюда заключаем, считая суточный расход газов примерно равным суточному расходу воздуха, что за сутки в виде пара через зону *2—3* будет переноситься 4,58 м³ воды. Однако в зону *4* должно поступать, согласно расчету, 66,9 м³/сут. Следовательно, остальная и главная часть воды должна переноситься через зону *2—3* в виде жидкой фазы и предположение о равенстве нулю водонасыщенности s_{2-3} неверное.

Определим водонасыщенность s_{2-3}, зная, что она существует. Имеем

$$\frac{v_{г3}}{v_{в3}} = \frac{k_г \mu_в}{\mu_г k_в} = \frac{(s_* - s_3)\,\mu_в}{(s_* - s_{св} - s_к)\,\mu_г}, \qquad \text{(VII.73)}$$

где $s_к$ — насыщенность пористой среды коксом ($s_к = 0{,}11$);

$$v_{г3} = \frac{v_{г0} p_0 T_3}{\bar{p} T_{пл}}.$$

С учетом паров воды расход газов в зоне *2—3*

$$q_{г0} = 40 \cdot 10^3 \frac{68{,}1 + 6}{68{,}1} = 43{,}52 \cdot 10^3 \text{ м}^3\text{/сут};$$

$$v_{г3} = \frac{43{,}52 \cdot 10^3 \cdot 10^5 \cdot 462{,}3}{200 \cdot 15 \cdot 10^7 \cdot 303{,}2} = 0{,}2212 \text{ м/сут};$$

$$v_{в3} = \frac{q_{в4} - 4{,}58}{bh} = \frac{0{,}0223 \cdot 3000 - 4{,}58}{200 \cdot 15} = 0{,}2077 \text{ м/сут}.$$

При расчете по формуле (VII.73) получим $s_3 = 0{,}43$. Поскольку $s_к = 0{,}11$, то $s_{г3} = 0{,}46$. Таким образом, зона 2—3 примерно наполовину дополнена газами горения и водяным паром, а 43% ее порового объема занимает вода в жидкой фазе.

Рассчитаем газонасыщенность и водонасыщенность в зоне *1*. Поскольку вода не накапливается в зоне *2—3*, то $v_{в1} = v_4 = 0{,}0223$ м/сут.

$$v_{г1} = \frac{q_{воз} p_0}{bh\bar{p}} = 0{,}1333 \text{ м/сут}.$$

Имеем

$$\frac{v_{г1}}{v_{в1}} = \frac{k_в \mu_в}{k_в \mu_г} = \frac{10^{-3}(s_* - s_1)}{0{,}2 \cdot 10^{-3}(s_1 - s_{св})} = \frac{0{,}1333}{0{,}0223}.$$

Отсюда $s_1 = 0{,}854$. Соответственно насыщенность пористой среды воздухом $s_{г1} = 0{,}146$.

Рассчитаем количество воды $\Delta q_{в1}$, идущей на заполнение зоны *1* по мере продвижения зоны парового плато *2—3*:

$$\Delta q_{в1} = bhs_1 w_{ф*} = 200 \cdot 15 \cdot 0{,}854 \cdot 0{,}0433 = 110{,}93 \text{ м}^3\text{/сут}.$$

Полный объем воды, фильтрующейся в рассматриваемом элементе слева направо:

$$q_{в1} = q_{в4} + \Delta q_{в1} = 66{,}9 + 110{,}93 = 177{,}83 \text{ м}^3\text{/сут}.$$

Расход воды, закачиваемой в нагнетательную скважину:

$$q_в = 177{,}83 \cdot 2 = 356 \text{ м}^3\text{/сут}.$$

Водовоздушное отношение на входе в пласт (в нагнетательной скважине)

$$\lambda_{вв} = \frac{356}{80 \cdot 10^3} = 4{,}45 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3\text{/м}^3.$$

Таким образом, в нагнетательную скважину вместе с воздухом придется закачивать значительное количество воды.

Наконец, определим, действительно ли существует фронт горения, т. е. идет ли обычный процесс влажного горения или зона окислительной реакции распространяется на всю область парового плато *2—3* (см. рис. 137).

Будем считать, что длина зоны окислительной реакции равна Δl_{ox}. Тогда с учетом количества поглощаемого кислорода получаем

$$w_{ox} z_T \Delta l_{ox} bh = 0{,}21 \rho_{ox} q_{воз}.$$

Здесь ρ_{ox} — плотность кислорода ($\rho_{ox} = 1{,}3$ кг/м^3).

Из приведенного соотношения с учетом формулы (VII.4) получим

$$\Delta l_{ox} = \frac{0{,}21 \rho_{ox} q_{воз} e^{B/T}}{bhz_T a_0 \bar{p}^n_{ox}}. \qquad \text{(VII.74)}$$

Полагая для оценочного расчета в формуле (VII.74) $n = 1$,

$$B = 8{,}5 \cdot 10^3 \text{ К}, \qquad a_0 = 3 \cdot 10^4 \frac{\text{кг } O_3}{\text{кг кокса} \cdot \text{МПа}},$$

$$\bar{p}_{ox} = \frac{p_0 x_0}{2} = \frac{0{,}21 \cdot 10}{2} \approx 1 \text{ МПа},$$

из (VII.74) получим

$$\Delta l_{ox} = \frac{0{,}21 \cdot 1{,}3 \cdot 40 \cdot 10^3 e^{\frac{8{,}5 \cdot 10^3}{462{,}3}}}{200 \cdot 15 \cdot 25 \cdot 3 \cdot 10^4 \cdot 1} = 0{,}00545 \text{ м} = 5{,}45 \text{ мм}.$$

Следовательно, в рассматриваемом случае влажного горения действительно существует фронт горения и, возможно, пиковая температура. Однако при приближенном расчете это обстоятельство не учитывалось. Важно то, что весь кислород поглощается в пределах зоны парового плато *2—3* и $\Delta l_{ox} \ll \Delta l_{**}$.

Таким образом, определены все показатели процесса установившегося влажного горения.

Необходимо отметить, что вследствие сложности механизма извлечения нефти из недр методами влажного горения расчеты разработки пластов с применением этих методов следует осуществлять с помощью мощных ЭВМ на основе теории неизотермической многофазной многокомпонентной фильтрации с учетом кинетики внутрипластовой окислительной реакции.

Однако расчет по приведенной приближенной методике обладает тем достоинством, что он нагляден и основан на использовании не дифференциальных уравнений, а просто формул.

§ 7. РЕЗУЛЬТАТЫ И ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЕПЛОВЫМИ МЕТОДАМИ

Доля разведенных запасов нефти повышенной и высокой вязкости, а также битумов в общем балансе запасов углеводородов во всем мире непрерывно растет в связи с интенсивной разработкой месторождений сравнительно легко извлекаемых маловязких нефтей и медленной разработкой месторождений высоковязких нефтей.

Растущая потребность в углеводородном сырье приводит к необходимости более широко использования тепловых методов, позволяющих эффективно извлекать из недр нефть высокой вязкости.

Долгое время тепловые методы считались малоперспективными вследствие их высокой энергоемкости. Однако уже с конца 50-х и начала 60-х гг. отношение нефтяников к тепловым методам воздействия на нефтяные пласты стало изменяться в лучшую сторону. Этому способствовало проведение исследований, выявивших возможности существенного повышения эффективности тепловых методов. Кроме того, опыт применения циклических паротепловых обработок скважин показал, что на каждые 2—3 т водяного пара, закачанного в призабойную зону нефтяной скважины с целью ее глубокой тепловой обработки, можно получить дополнительно 1 т нефти. Далее возникла идея снижения энергоемкости тепловых методов воздействия на пласты за счет перемещения нагретой зоны путем закачки в пласт холодной воды. Затем в результате исследований оказалось, что можно перемещать в пласте нагретые зоны (тепловые оторочки) на значительное расстояние, сравнимое с расстояниями между скважинами на реальных месторождениях, т. е. сделать метод тепловых оторочек методом разработки нефтяных месторождений в целом.

Расчет показал, что при непрерывном нагнетании пара или горячей воды в пласт отношение количества закачанного в пласт пара к количеству дополнительно добытой за счет паротеплового воздействия нефти, т. е. так называемый паронефтяной фактор, составило бы 5—7 т на 1 т нефти и более. При использовании метода тепловых оторочек оно равно 2—3 т на 1 т дополнительно добытой нефти.

И наконец, повышению перспективности тепловых методов разработки нефтяных месторождений способствовали познание механизма внутрипластового горения, изучение сухого и создание влажного внутрипластового горения, открывающие новые возможности повышения нефтеотдачи пластов.

Метод вытеснения нефти из пластов горячей водой и паром успешно применяют на ряде нефтяных месторождений СССР. Известен успешный опыт использования пароциклических обработок скважин в США, вытеснения нефти из пластов паром и горячей водой в Венесуэле, Нидерландах, США, по внутрипластовому горению в СРР, ВНР, США и в других странах.

В СССР внутрипластовое горение инициировано и успешно развивается на многих нефтяных месторождениях с весьма разнообразными свойствами нефтей — от нефти вязкостью в несколько паскалей в секунду до единиц миллипаскалей в секунду.

Прежде всего следует указать на то, что опыт разработки нефтяных месторождений в СССР путем закачки в пласт теплоносителей показал реальную возможность существенного повышения нефтеотдачи пластов при тепловом воздействии на них. Убедительное доказательство возможности повышения нефтеотдачи при закачке в пласт горячей воды и пара получено при

шахтной разработке Ярегского месторождения. Пласты этого месторождения представлены высокопроницаемыми песчаниками, насыщенными нефтью сверхвысокой вязкости (более 10 Па·с). При разработке этих пластов обычными скважинами, пробуренными с дневной поверхности, нефтеотдача не превысила бы 2%. Месторождение разрабатывалось бы сначала при режиме растворенного газа, а потом — при гравитационном. Поэтому решено было разрабатывать Ярегское месторождение шахтным способом. Были применены две различные системы разработки: первая, ухтинская, путем сооружения горных выработок над продуктивным пластом и проводки из них кустов скважин, каждая из которых имеет длину в несколько десятков метров, и вторая, уклонноскважинная, предусматривающая проведение горной выработки в самом продуктивном пласте с бурением из нее «веера» более длинных (до нескольких сот метров) наклонных скважин. Однако опыт разработки Ярегского месторождения шахтным способом показал, что конечная нефтеотдача и при этом способе не превысит 7%. Поэтому в 1968 г. было решено применить на Ярегском месторождении вытеснение нефти из пластов паром и горячей водой в условиях его шахтной разработки. Опыт термошахтной разработки Ярегского месторождения показал возможность существенного дополнительного извлечения нефти из пластов. Ценным является высокая достоверность и убедительность этого опыта, поскольку количество остаточной нефти в пласте на отдельных участках разработки можно было точно определить путем непосредственных измерений в шахтных выработках, отбора и исследования пород пласта, точного замера количества закачанного на данном участке пласта теплоносителя и количества извлеченной нефти. Оказалось, что за более чем десятилетний период разработки пласта с применением теплового воздействия нефтеотдача на некоторых участках месторождения превысила 50%.

Паронефтяной фактор на Ярегском месторождении, как и на всех других месторождениях СССР, разрабатывавшихся с применением закачки в пласт теплоносителей, вначале был высок, составляя 6—7 т на 1 т дополнительно добываемой нефти, но через 2—3 года после начала термического воздействия снизился до 2—3 т на 1 т дополнительно добытой нефти.

При пароциклических обработках скважин паронефтяной фактор составил, например на месторождении Зыбза, 2 т на 1 нефти.

Если из 1 т нефти, условно сжигаемой в котлах, получают 15—18 т насыщенного пара, то при паронефтяном факторе, равном 3 т на 1 т нефти, на производство пара будет затрачиваться около 20% дополнительно добываемой нефти.

На ряде месторождений СССР закачка в пласт теплоносителей осуществляется методом тепловых оторочек. На некоторых применены рядные схемы расположения скважин. Размер тепловых оторочек на этих месторождениях составляет от 0,3

до 0,5 порового объема пластов, подвергаемых тепловому воздействию.

Разработка месторождений с применением закачки в пласты теплоносителей ведется при параметре плотности сетки скважин, изменяющемся от $s_c = 0{,}5—1{,}0 \cdot 10^4$ м²/скв до $s_c = 4 \times \times 10^4$ м²/скв.

В СССР накоплен также значительный опыт извлечения нефти из недр с использованием внутрипластового горения, в том числе влажного.

Инициирование внутрипластового горения осуществлялось с применением забойных электронагревателей, но во многих случаях оно происходило за счет самовозгорания, т. е. без дополнительного прогрева пласта в воздухонагнетательных скважинах.

Согласно фактическим данным, при разработке месторождений методами внутрипластового горения удельный расход воздуха на 1 т дополнительно добытой нефти составляет от 1000 м³ на 1 т до 2500—3000 м³ на тонну.

Развитие тепловых методов разработки нефтяных месторождений в СССР и в других странах, с одной стороны, подтвердило целый ряд теоретических и лабораторных результатов, касающихся механизма и эффективности этих методов, а с другой — выявило ряд нерешенных технологических вопросов.

Как следовало из теории и лабораторных экспериментов, практика применения всех тепловых методов подтвердила принципиальную возможность получения высокой конечной нефтеотдачи. Никакая иная, известная в настоящее время технология разработки нефтяных месторождений, продуктивные пласты которых залегают на глубинах свыше 100—150 м, кроме, может быть, экономически неприемлемой открытой разработки глубокозалегающих месторождений с отмывом нефти от породы, не может обеспечить указанный выше уровень извлечения высоковязкой нефти из недр.

Опыт показал, что разработка месторождений высоковязкой нефти путем вытеснения нефти из пластов теплоносителями экономически приемлема. При этом экономические показатели получают более высокие, чем в процессе разработки на естественных режимах. Вместе с тем использование теплоносителей возможно только во время разработки месторождений, залегающих на глубине не более 1000 м, вследствие значительных потерь тепла в стволе, а также при плотных сетках скважин (S_c не менее (4—5)10 м²/скв), что с увеличением глубины и стоимости скважин ведет к большим капитальным затратам.

Методы внутрипластового горения, особенно влажное горение, имеют весьма существенное преимущество перед способом воздействия на нефтяные пласты путем закачки в них теплоносителей, заключающееся, во-первых, в том, что, по сути дела, ликвидируются тепловые потери во время движения нагнетаемого в пласт вещества на поверхности и в скважинах и, во-вто-

рых, высокотемпературная зона при внутрипластовом горении может быть продвинута на значительно бóльшие расстояния в пласте, чем при закачке в пласт теплоносителей. Это последнее преимущество методов внутрипластового горения связано с непрерывной компенсацией тепла, уходящего в кровлю — подошву, теплом, выделяющимся в результате внутрипластовой реакции горения. Следовательно, при внутрипластовом горении расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами, а также между добывающими скважинами может быть существенно увеличено по сравнению с этими расстояниями во время разработки месторождений при закачке в пласт теплоносителей, т. е. может быть использована более разреженная сетка скважин, что дает огромную экономическую выгоду.

Однако опыт разработки нефтяных месторождений с применением внутрипластового горения выявил ряд еще не решенных задач, к числу которых относятся создание методов быстрого инициирования горения, обеспечение его технологически безопасного осуществления, повышение охвата пласта процессом, совершенствование способов эксплуатации скважин, разделение газов горения и углеводородов, разделение эмульсий, охрана окружающей среды.

Несмотря на нерешенные технологические вопросы, методы внутрипластового горения имеют большие перспективы при разработке месторождений не только высоковязких, но и маловязких нефтей.

Контрольные вопросы

1. Выведите формулу, определяющую соотношение скоростей фронта вытеснения и теплового фронта при закачке в пласт веществ с температурой, неодинаковой с пластовой.
2. Расскажите о способах учета ухода теплоты из пласта в его кровлю и подошву.
3. Назовите основные допущения, принимаемые в задаче Ловерье при расчете температурного поля в прямолинейном пласте. Напишите формулу, определяющую распределение температуры в пласте, и назовите входящие в нее величины.
4. Изложите методику определения текущей нефтеотдачи при вытеснении нефти водой из пласта теплоносителем, пользуясь решением Ловерье.
5. Назовите основные допущения, принимаемые при расчете движения теплового фронта по схеме Маркса — Лангенгейма. Напишите формулу, определяющую координату теплового фронта, и назовите входящие в нее величины.
6. Объясните суть метода тепловых оторочек. Из каких соображений выбирают размер оторочки?

Глава VIII

ПЛАНИРОВАНИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КАК ОДНА ИЗ ПОДСИСТЕМ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА СССР

Советский Союз — страна, обладающая высокоразвитой экономикой. Промышленность СССР состоит из комплекса отраслей, производящих практически все виды современной продукции. Огромное значение для народного хозяйства нашей страны имеет группа горнодобывающих отраслей, дающих минеральное сырье. В эту группу входит и нефтяная промышленность.

Каждая из отраслей промышленности состоит из многочисленных взаимосвязанных подразделений. Так, в нефтяную промышленность органически входят подразделения геологии и геофизики, бурения, непосредственно разработки нефтяных месторождений и добычи нефти, сбора, транспорта и промысловой подготовки нефти и газа, дальнего транспорта нефти от мест добычи к заводам по ее переработке или на экспорт.

Все отрасли как подсистемы народного хозяйства прямо или косвенно связаны между собой. Трубы, изготовляемые металлургической промышленностью, поставляются в большом количестве в геологоразведочные и нефтегазодобывающие отрасли, а газ потребляется в металлургии. То же самое можно сказать об использовании нефтяной промышленностью разнообразной продукции машиностроения, строительных материалов, электрооборудования, электроники и т. д. Отрасли, производящие эти виды продукции, потребляют не непосредственно нефть, а продукты ее переработки или электроэнергию, получаемую от электростанций, где сжигается вырабатываемый из нефти мазут.

Однако наиболее тесно нефтяная промышленность связана с такими отраслями, как геология и разведка запасов нефти и строительство объектов добычи и транспорта нефти.

При этом под упомянутыми геологоразведочной и строительной отраслями подразумеваются организации и предприятия, занимающиеся соответственно разведкой запасов нефти и строительством промысловых и транспортных сооружений и установок, независимо от их административной принадлежности.

От темпа обеспечения геологоразведочной и промыслово-строительной отраслей материальными и трудовыми ресурсами зависят скорость подготовки новых запасов нефти и газа, а также темпы обустройства разведанных месторождений и ввода их в разработку.

Развитие разработки нефтяных месторождений во многом зависит от мощности, обеспеченности и эффективности работы буровых подразделений.

Для развития такой важнейшей отрасли, какой является нефтяная промышленность, народное хозяйство СССР может выделить очень большие, но не безграничные ресурсы. Всякое увеличение количества передаваемых нефтяной промышленности машин, оборудования и материалов связано с необходимостью обеспечения заблаговременного ускоренного развития целого ряда других отраслей народного хозяйства, таких, например, как горнорудная, металлургическая, энергетическая, машиностроительная, промышленно-строительная. Нельзя, не обеспечив развития этих отраслей, резко увеличить поступление ресурсов в нефтяную промышленность.

Поэтому при планировании развития добычи нефти следует основываться на том, что в течение некоторого срока нефтяная промышленность получит определенное, заданное количество ресурсов. Их необходимо распределить между геологоразведочными подразделениями, эксплуатационным бурением, службами разработки, повышения нефтеотдачи и добычи нефти, строительством промысловых сооружений таким образом, чтобы за планируемый срок было добыто наибольшее количество нефти по возможности при наиболее высокой степени ее извлечения из недр и соблюдении необходимых требований по охране окружающей среды.

Такое планирование развития добычи нефти требует оптимизации затрат ресурсов в различные подразделения нефтяной промышленности.

Требования, которые должны предъявляться к разработке каждого отдельного нефтяного месторождения, связаны с общеотраслевым планированием развития добычи нефти, с учетом подготовки новых запасов нефти, разработки месторождений, использования методов повышения нефтеотдачи и способов эксплуатации скважин. Современные методы разработки нефтяных месторождений с искусственным воздействием на пласты позволяют обеспечить при соответствующей скорости обустройства высокие темпы выработки запасов отдельных месторождений. Теоретически можно, сконцентрировав огромные мощности по обустройству на одном нефтяном месторождении, разбурив его по самой плотной сетке скважин и применив наиболее интенсивную систему разработки, выйти на высокий «пиковый» уровень добычи нефти из данного месторождения.

Можно, наоборот, разбуривать месторождение с очень низким темпом по редкой сетке скважин. Тогда добыча нефти будет малой. Если каждое месторождение разрабатывать с низким темпом, но все же стремиться получить по стране в целом запланированную добычу нефти, необходимо направить основные материальные ресурсы в ускоренную разведку новых запасов нефти и ввод их в разработку. Тогда из большого числа разведан-

ных месторождений, хотя и введенных в разработку с низкими темпами, можно получить такую же добычу нефти по стране в целом, что и в случае разработки сравнительно небольшого числа месторождений с высокими темпами.

Можно намечать бесчисленное множество вариантов распределения ресурсов в разведку и разработку месторождений и, следовательно, вариантов их разработки. При этом выбирают наиболее оптимальный вариант.

§ 2. ОСНОВНОЙ ПРИНЦИП РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В СССР

При разработке любого месторождения СССР следует выполнять требования обеспечения государственного планового задания по добыче полезных ископаемых при максимальной народнохозяйственной эффективности и соблюдении советского законодательства о недрах. Эти требования как основной принцип рациональной разработки нефтяных месторождений впервые были сформулированы в 1949 г. выдающимся ученым-нефтяником А. П. Крыловым.

Основной принцип разработки нефтяных месторождений заключался в том, чтобы плановая добыча нефти по стране в целом была получена при наименьших народнохозяйственных затратах.

В современных условиях, когда СССР достиг высокого развития индустрии и когда выросли уровни годовой добычи нефти, но в то же время увеличилась доля трудноизвлекаемых ее запасов, плановая добыча по стране, по сути дела, является максимальной добычей нефти, которую можно получить при данном объеме выделяемых народным хозяйством материальных и трудовых ресурсов.

Поэтому основной принцип разработки нефтяных месторождений в СССР можно сформулировать следующим образом: разработка каждого нефтяного месторождения должна осуществляться таким образом, чтобы при заданном объеме материальных и трудовых ресурсов была получена максимальная добыча нефти по стране в целом при возможно более полном извлечении из недр всех полезных ископаемых и соблюдении мер по охране окружающей среды.

Выбор оптимального варианта разработки каждого отдельного нефтяного месторождения должен осуществляться исходя из основного принципа разработки нефтяных месторождений в СССР.

В формулировке основного принципа сказано о возможно более полном извлечении из недр при разработке нефтяных месторождений всех полезных ископаемых, а не просто об их полном извлечении.

Известно, что при осуществлении всех методов извлечения нефти из недр экономически оправдан метод, по которому до-

стигается только определенный уровень нефтеотдачи. При дальнейшем же увеличении нефтеотдачи стоимость дополнительно извлеченной нефти резко возрастает. Основной принцип разработки нефтяных месторождений, указывая, что нужно стремиться к возможно более полному извлечению всех полезных ископаемых из недр, подразумевает экономически оправданное их извлечение. Тем не менее из всех вариантов разработки каждого нефтяного месторождения при примерно равных экономических показателях выбирают вариант с наибольшей нефтеотдачей.

Практическая реализация основного принципа разработки нефтяных месторождений в СССР осуществляется путем выдачи проектным организациям таких заданий на проектирование разработки отдельных нефтяных месторождений, которые обеспечивают получение в течение планируемого срока максимальной добычи нефти в стране в целом. Уровни добычи нефти определяют Министерство нефтяной промышленности и нефтегазодобывающие объединения. Конечную нефтеотдачу по месторождениям устанавливает Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых.

Министерство нефтяной промышленности и объединения выделяют объемы буровых и строительно-монтажных работ, а также материальные и трудовые ресурсы, необходимые для осуществления разработки отдельных месторождений, вводимых из разведки в эксплуатацию.

Методически реализация основного принципа разработки нефтяных месторождений СССР осуществляется главным образом экспертным путем, согласно которому уровни добычи нефти по отдельным месторождениям и регионам устанавливают на основе изучения тенденций изменения показателей разведки и разработки нефтяных месторождений, бурения скважин, обустройства месторождений, материальных и трудовых затрат, экономических показателей, научно-технического прогресса. Учитывают также уровни добычи нефти по месторождениям, определенные технологическими схемами и проектами разработки. Перспективно оптимальное планирование с использованием вместо экспертных решений математического моделирования развития нефтяной промышленности.

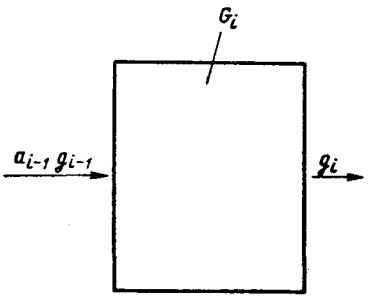
§ 3. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПОДСИСТЕМЫ РАЗВЕДКА — РАЗРАБОТКА

Модель развития нефтяной промышленности должна описывать количественно с необходимой детальностью все основные области деятельности этой отрасли промышленности и ее внешние связи. Ниже рассмотрим в укрупненном плане математическую модель деятельности двух главных подразделений нефтяной промышленности, от которых в первую очередь зависит ход

развития добычи нефти в стране, разведки запасов и разработки нефтяных месторождений. В такой модели речь идет о подразделении «разведка запасов» как об области деятельности, а не об административной единице.

Если рассматривать территорию всей страны или какого-либо нефтегазоносного региона, то в некоторый момент времени на этой территории будут расположены разрабатываемые месторождения, промышленно разведываемые залежи нефти, геологические структуры, обнаруженные геофизическими методами разведки, но еще не разбуренные разведочным бурением и, наконец, предполагаемые нефтегазоносные структуры, т. е. еще точно не установленные.

Согласно принятой в СССР классификации, запасы нефти подразделены на категории А, В, C_1, C_2, C_3, $Д_1$, $Д_2$. Ниже приведем их распределение.



	Разведанные	Предварительно оцененные
Запасы . . .	А, В, C_1	C_2
	Перспективные	Прогнозные
	C_1	$Д_1$, $Д_2$

Рис. 138. Схема перемещения запасов из низких в более высокие категории

Принято считать, что А и В относятся к запасам высоких категорий, а $Д_1$ и $Д_2$ — к запасам низких категорий. По мере роста разведанности запасы категории $Д_2$ переводятся в $Д_1$, а $Д_1$ — в категорию C_3, C_3 — в C_2, C_2 — в C_1. Из низкой в более высокую категорию запасы переводят с соответствующим коэффициентом, который называется коэффициентом подтверждаемости запасов. На рис. 138 показана схема перемещения запасов из низких в более высокие категории. При этом количестве геологических запасов, находящихся в соответствующей категории, обозначим символом G_i, скорость перевода запасов — g_i, а их коэффициент подтверждаемости — a_i. Запасы категорий А и В и C_1 непосредственно извлекаются из недр и, следовательно, убывают со скоростью $q_н/\eta_к$.

Процесс перемещения запасов, показанный на рис.138, можно выразить аналитически следующим образом:

$$dG_i/dt = a_{i-1}g_{i-1} - g_i. \qquad \text{(VIII.1)}$$

Например, изменение запасов категории C_1 выражается следующим уравнением:

$$dG_{c1}/dt = a_{c2}g_{c2} - g_{C1}.$$

Из уравнения (VIII.1) видим, что для обеспечения определенной скорости поступления запасов из разведки в разработку необходимо заблаговременно направлять соответствующие ресурсы в подготовку запасов более низких категорий. Коэффициенты подтверждаемости запасов обычно сильно колеблются, но по каждому конкретному региону или стране в целом можно получить статистические закономерности изменения этих коэффициентов с тем, чтобы рассчитывать скорости подготовки запасов различных категорий. Поддержание величин G_i на определенных уровнях необходимо для обеспечения надежности запланированного перевода запасов. Если перевод запасов из какой-либо более низкой категории окажется недостаточным вследствие внезапного снижения коэффициента их подтверждаемости, можно обеспечить перевод данных запасов в более высокую категорию за счет временного снижения величины G_i.

Рассмотрим основную часть модели взаимосвязи разведки запасов и разработки нефтяных месторождений.

В нефтегазоносном регионе или в стране в целом разведанные нефтяные месторождения переводят в разработку постепенно, так что в момент времени $t=0$ вводят месторождение M_0, в t_1 — месторождение M_1, в t_2 — месторождение M_2 и т. д. Извлекаемые запасы месторождения M_0 обозначим через N_0, а темп его разработки — через $z_0(t)$. Следовательно, извлекаемые запасы месторождения M_i будут N_i, а темп его разработки $z_i(t-t_i)$ (t_i — время вступления i-го месторождения в разработку).

Отсюда, помня определение темпа разработки месторождения, можно написать выражение для добычи нефти $q_н(t)$ из месторождений рассматриваемого региона или страны. Имеем

$$q_н(t) = \sum_0^n N_i z_i(t-t_i). \qquad \text{(VIII.2)}$$

Отметим следующее. Если рассматривать совместно разведку нефтяных месторождений и их разработку как некоторую подсистему, то развитие такой подсистемы характеризуется общим оптимумом. Этот оптимум можно определять осредненно, считая свойства всех нефтяных месторождений одинаковыми, и дифференцированно с учетом свойств отдельных месторождений. Будем в дальнейшем называть осредненный оптимум общим оптимумом первого, а дифференцированный, — общим оптимумом второго рода.

При заданных ресурсах (труб, буровых установок, машин и т. д.), выделяемых народным хозяйством нефтяной промышленности, можно развивать подсистему разведка — разработка различными путями. Например, направить подавляющую часть ресурсов в разработку, уплотняя сетку скважин на месторождениях и обеспечивая высокий темп их добычи. Однако разведка

запасов нефти при этом будет вестись очень медленно, что спустя некоторое время скажется на развитии добычи нефти, которая не будет столь высока, как могла бы быть при выделенных ресурсах.

Развивать подсистему разведка — разработка можно и поиному. Так, направив основную часть ресурсов в разведку и не оставив достаточного их количества для разработки месторождений, можно опять-таки не получить большой добычи нефти. Следовательно, если оптимальное распределение ресурсов в разведку и разработку нефтяных месторождений.

Рассматривая возможные перераспределения ресурсов в разведку и разработку нефтяных месторождений, необходимо знать, что не все из материальных ресурсов одинаково потребляемы как в разведке, так и в разработке. Так, ряд ресурсов (бурильных труб, долот, обсадных колонн, цемента и других видов материалов) почти одинаково применимы как в разработке нефтяных месторождений, так и в их разведке. Другие же виды ресурсов (установок подготовки нефти, насосного оборудования и др.) в разведке месторождений либо не потребляют, либо используют очень мало. Однако, во-первых, речь идет о долгосрочном планировании, когда можно перестраивать соответствующие производства в целях оптимального развития добычи нефти в стране в целом, и, во-вторых, механическое оборудование объединяет один общий фактор — затраты металла на его производство, а металл можно оптимально перераспределить между отдельными производствами.

Оптимум второго рода связан, как уже сказано, с распределением ресурсов в разведку и разработку отдельных месторождений или групп месторождений. Так как физико-геологические свойства нефтяных месторождений различны, затраты ресурсов, требующихся для получения определенной добычи нефти из каждого отдельного месторождения или из каждой группы месторождений с примерно одинаковыми свойствами, будут неодинаковыми. Поэтому и возникает задача оптимального распределения ресурсов в разведку и разработку отдельных месторождений с тем, чтобы при заданных ресурсах получить максимальную добычу нефти из всех месторождений.

Рассмотрим модель развития нефтяной промышленности с установления количественной взаимосвязи разведки и разработки нефтяных месторождений.

Будем при нахождении общего оптимума первого рода считать, что в разработку вводятся некоторые осредненные месторождения с одинаковыми физико-геологическими свойствами. Отметим еще раз, что учесть различие свойств будущих месторождений, если эти свойства можно предсказать, позволяет определение общего оптимума второго рода.

Если рассматриваются месторождения, имеющие в среднем одинаковые свойства, то можно просто полагать, что в некоторый момент времени τ вводят в разработку извлекаемые за-

пасы нефти $\Delta N(\tau)$. Тогда, на основе формулы (VIII.2), получим

$$q_{\text{н}}(t)=\sum_{0}^{N}\Delta N(\tau)\,z(t-\tau)=\sum_{0}^{t}\frac{\Delta N}{\Delta\tau}\,z(t-\tau)\,\Delta\tau=$$
$$\Delta\tau\longrightarrow 0$$

$$=\int_{0}^{t}\frac{dN}{d\tau}\,z(t-\tau)\,d\tau. \qquad \text{(VIII.3)}$$

Пусть $M(t)$ — общий пробуренный метраж в разведочном и эксплуатационном бурении. Если $M_{\text{р}}(t)$ — метраж разведочного, а $M_{\text{э}}(t)$ — эксплуатационного бурения, то

$$M(t)=M_{\text{р}}(t)+M_{\text{э}}(t). \qquad \text{(VIII.4)}$$

Если заданы выделяемые нефтяной промышленности на планируемый период ресурсы, то заданы и общая длина обсадных труб (в метрах) и общий объем других материалов и оборудования. Тогда

$$\frac{dM}{dt}=\frac{dM_{\text{р}}}{dt}+\frac{dM_{\text{э}}}{dt}=f(t), \qquad \text{(VIII.5)}$$

где $f(t)$ — заданная функция.

Далее примем, что скорость поступления запасов нефти из разведки в разработку $g(t)$ пропорциональна произведению эффективности разведочного бурения $E_{\text{р}}$ на скорость $dM_{\text{р}}/dt$ приращения числа метров породы, пробуренных в разведочном бурении, т. е.

$$g(t)=E_{\text{р}}\frac{dM_{\text{р}}}{dt}. \qquad \text{(VIII.6)}$$

Эффективность разведочного бурения $E_{\text{р}}$, выражающаяся в количестве открытых извлекаемых запасов нефти (в тоннах), приходящихся на 1 м разведочного бурения, изменяется с ростом степени разведанности рассматриваемой территории региона или страны. Однако с целью некоторого упрощения модели будем считать ее неизменной.

Скорость ввода разведанных извлекаемых запасов в разработку обозначим через $g_{\text{э}}(t)=dN/dt$. Эту скорость можно выразить через параметр А. П. Крылова $N_{\text{кр}}$ (извлекаемые запасы, приходящиеся на скважину), скорость изменения длины эксплуатационных скважин (в метрах) $dM_{\text{э}}/dt$ и среднюю глубину скважины H. Имеем

$$g_{\text{э}}(t)=\frac{N_{\text{кр}}}{H}\,\frac{dM_{\text{э}}}{dt}. \qquad \text{(VIII.7)}$$

В некоторых случаях разведанные запасы нефти не могут быть введены немедленно в разработку. Тогда появляются запасы $N_{\text{ор}}(t)$, ожидающие ввода в разработку, изменение кото-

рых со временем происходит в соответствии со следующим уравнением:

$$\frac{dN_{\text{ор}}}{dt} = g(t) - g_{\text{э}}(t). \qquad \text{(VIII.8)}$$

Если $dN_{\text{ор}}/dt = 0$, то $g(t) = g_{\text{э}}(t)$ и из (VIII.6) и (VIII.7) получим

$$g_{\text{э}}(t) = \frac{N_{\text{кр}}}{\overline{H}}\left[f(t) - \frac{dM_{\text{р}}}{dt}\right].$$

или

$$g_{\text{э}}(t) = \frac{N_{\text{кр}} E_{\text{р}} f(t)}{\overline{H} E_{\text{р}} + N_{\text{кр}}}. \qquad \text{(VIII.9)}$$

Можно выразить $N_{\text{кр}}$ через параметр плотности сетки скважин $S_{\text{с}}$. Имеем

$$N_{\text{кр}} = \overline{hmS}_{\text{но}}\overline{\gamma}_{\text{н}} S_{\text{с}} \eta_{\text{к}}(S_{\text{с}}), \qquad \text{(VIII.10)}$$

где $\overline{h}$, $\overline{m}$, $\overline{S}_{\text{но}}$, $\overline{\gamma}_{\text{н}}$ — средние по вводимым в разработку месторождениям значения соответственно толщины пласта, пористости, нефтенасыщенности, удельного веса; $\eta_{\text{к}}$ — конечная нефтеотдача по месторождениям, зависящая от параметра плотности сетки скважин $S_{\text{с}}$. Если обозначить

$$a_{\text{п}} = \overline{hmS}_{\text{но}}\overline{\gamma}_{\text{н}},$$

то из (VIII.10) имеем

$$N_{\text{кр}} = a_{\text{п}} S_{\text{с}} \eta_{\text{к}}(S_{\text{с}}). \qquad \text{(VIII.11)}$$

Введем величину

$$E_{\text{гр}} = \frac{E_{\text{р}}}{\eta_{\text{к}}(S_{\text{с}})}. \qquad \text{(VIII.12)}$$

Здесь $E_{\text{гр}}$ — эффективность разведочного бурения, равная количеству геологических запасов нефти (в тоннах), приходящихся на 1 м проходки разведочного бурения.

Из (VIII.9), (VIII.11) и (VIII.12) получим

$$g_{\text{э}}(t) = \frac{a_{\text{п}} S_{\text{с}} \eta_{\text{к}}(S_{\text{с}}) E_{\text{гр}} f(t)}{\overline{H} E_{\text{гр}} + a_{\text{п}} S_{\text{с}}}. \qquad \text{(VIII.13)}$$

Для определения зависимости $\eta_{\text{к}} = \eta_{\text{к}}(S_{\text{с}})$ можно использовать формулу В. Н. Щелкачева

$$\eta_{\text{к}}(S_{\text{с}}) = \eta_1 e^{-\alpha S_{\text{с}}}, \qquad \text{(VIII.14)}$$

где η_1 — коэффициент вытеснения.

Подставляя (VIII.14) в (VIII.13), имеем

$$g_{\text{э}}(t) = \frac{a_{\text{п}} \eta_1 E_{\text{гр}} S_{\text{с}} e^{-\alpha S_{\text{с}}} f(t)}{\overline{H} E_{\text{гр}} + a_{\text{п}} S_{\text{с}}}. \qquad \text{(VIII.15)}$$

Укажем размерности входящих в (VIII.15) величин:

$[a_{\text{п}}] = \text{т/м}^2$; $[S_{\text{с}}] = \text{м}^2/\text{скв}$; $[E_{\text{гр}}] = \text{т/м}$;

$[f(t)] = \text{м/год}$; $[\overline{H}] = \text{м/скв}$; $[g_{\text{э}}(t)] = \text{т/год}$.

Для расчета добычи нефти из нефтяных месторождений региона или страны по формуле (VIII.3) необходимо знать еще зависимость темпа разработки месторождения с осредненными параметрами от времени $z=z(t)$. Поскольку при оптимизации основной переменной величиной будет $N_{\text{кр}}$ или $S_{\text{с}}$, на максимальный темп разработки каждого месторождения будет влиять параметр $N_{\text{кр}}$. В самом деле, чем больше $N_{\text{кр}}$, тем меньше скважин будет пробурено на месторождении. Если принять, что средний дебит скважины не зависит от $N_{\text{кр}}$, то, чем больше $N_{\text{кр}}$, тем меньше темп разработки месторождения. Поэтому положим

$$z_{\max} = \frac{q_{\text{с}}}{N_{\text{кр}}}, \tag{VIII.16}$$

где $q_{\text{с}}$ — осредненный дебит скважины в период максимальной добычи нефти из месторождения. Конечно, при более детальном рассмотрении зависимости темпа разработки месторождения от времени необходимо учитывать систему разработки и скорость ввода ее элементов в эксплуатацию, но при более простом рассмотрении не будем это учитывать, ограничившись зависимостью (VIII.16).

Подставляя (VIII.11) в (VIII.16), получим

$$z_{\max} = \frac{q_{\text{с}} e^{\alpha S_{\text{с}}}}{a_{\text{п}} S_{\text{с}} \eta_{\text{ц}}}. \tag{VIII.17}$$

Изменение темпа разработки месторождения во времени $z=z(t)$ можно аппроксимировать следующей простой зависимостью:

$$z(t) = \frac{t}{t^2_{\max}} e^{-t/t_{\max}}. \tag{VIII.18}$$

Максимальный темп разработки месторождения достигается, когда $t=t_{\max}$. Имеем

$$t_{\max} = \frac{1}{e z_{\max}}. \tag{VIII.19}$$

Теперь имеем все зависимости для определения $q_{\text{н}}(t)$ по формуле (VIII.3). Подставив в (VIII.3) формулу (VIII.13) и помня, что $dN/d\tau = g_{\text{э}}(\tau)$, а также (VIII.18) с учетом (VIII.17) и произведя интегрирование, получим изменение добычи нефти $q_{\text{н}}(t)$ по рассматриваемому региону или стране.

Оптимизация развития разведки и разработки нефтяных месторождений в регионе или в стране возможна на определенный, заданный срок. Поэтому наряду с текущей добычей нефти $q_{\text{н}}(t)$ основное значение будет иметь накопленная добыча нефти за

планируемый период $\bar{t}$, т. е. $Q_н(\bar{t})$. Ее можно определить интегрированием текущей добычи нефти по времени. Оптимум находят именно по величине $Q_н(\bar{t})$.

Различным значениям $N_{кр}$ или $S_с$ будут соответствовать различные величины $Q_н(t)$. При этом кривые функции $Q_н(\bar{t}, N_{кр})$ или $Q_н(\bar{t}, S_с)$ вогнуты к оси абсцисс, т. е. имеют максимум. Построив указанные кривые и найдя их максимум аналитическим или графическим путем, получим $Q_{н\,max}(\bar{t})$ и соответствующее ему значение $N_{кр}$ или $S_с$. Таким образом, задача нахождения общего оптимума первого рода решена.

Рассмотрим основы методики нахождения общего оптимума второго рода. В соответствии со сказанным будем считать, что известны физико-геологические свойства нефтяных месторождений, которые предстоит вводить в разработку в планируемом периоде.

Будем основываться на том положении, что из разведки независимо от затрачиваемых на нее ресурсов поступает в разработку определенный набор групп месторождений с различными свойствами. Можно считать, что

$$g_э(t) = g_{э1}(t) + g_{э2}(t) + g_{э3}(t) + \ldots + g_{эi}(t), \qquad \text{(VIII.20)}$$

где $g_{эi}$ — скорость ввода в разработку месторождений i-й группы, обладающих определенным набором свойств.

Если, например, из разведки в разработку вводится некоторое число месторождений средней крупности и крупных с маловязкой нефтью и хорошо проницаемыми коллекторами, то их можно отнести к первой группе. Диапазон изменения свойств месторождений условный и зависит от степени детальности планирования. Мелкие месторождения маловязкой нефти с коллекторами средней и высокой проницаемости можно к примеру, отнести ко второй группе. Нефтяные месторождения с коллекторами средней и высокой проницаемости, содержащие нефть вязкостью $(30—100)\,10^{-3}$ Па·с, относим к третьей группе и т. д.

Для i-й группы месторождений можно написать следующее выражение:

$$g_{эi}(t) = \frac{N_{кpi}}{\bar{H}_i} f_{эi}(t) = \psi_i S_{ci}\, e^{-\alpha_i S_{ci}};$$

$$\psi_i = \frac{a_{пi}\eta_{1i}}{\bar{H}_i}. \qquad \text{(VIII.21)}$$

Тогда, на основе (VIII.3), добыча нефти из всех месторождений региона или страны будет

$$q_н(t) = \sum_1^n \int_0^t \psi_i S_{ci}\, e^{-\alpha_i S_{ci}} f_{эi}(\tau)\, Z_i(t-\tau)\, d\tau. \qquad \text{(VIII.22)}$$

Поскольку из решения задачи о нахождении оптимума первого рода определена скорость изменения метража эксплуатационного бурения $f_э(t)$, ее можно считать заданной. Следовательно, изменение во времени текущей добычи нефти $q_н(t)$ необходимо определять с учетом соотношения

$$\sum_1^n f_{эi}(t) = f_э(t). \qquad \text{(VIII.23)}$$

Накопленную добычу нефти $Q_н(t)$, как и в случае нахождения оптимума первого рода, получим интегрированием $q_н(t)$, т. е.

$$Q_н(\overline{t}) = \int_0^{\overline{t}} q_н(t)\,dt = \sum_1^n \psi_i(\overline{t}, S_{ci});$$

$$\psi_i(\overline{t}, S_{ci}) = \int_{\tau}^{\overline{t}} \psi_i S_{ci} e^{-\alpha_i S_{ci}} f_{эi}(\tau)\, z_i(t-\tau)\,d\tau. \qquad \text{(VIII.24)}$$

За планируемый срок t из (VIII.23) имеем

$$\sum_1^n \int_0^{\overline{t}} f_{эi}(t)\,dt = \int_0^{\overline{t}} f_э(t)\,dt = F(\overline{t}). \qquad \text{(VIII.25)}$$

Для определения оптимальных S_{ci} необходимо решить систему уравнений

$$\frac{\partial}{\partial S_{ci}} \sum_1^n \psi_i(\overline{t}, S_{ci}) = 0. \qquad \text{(VIII.26)}$$

при условии (VIII.25).

Таким образом, и задача нахождения общего оптимума второго рода решена.

Однако необходимо заметить, что предсказать характеристику нефтяных месторождений, которые будут открыты в планируемом периоде, особенно при долгосрочном планировании, — трудная задача. Значительно легче, опираясь на тенденции эффективности разведочного бурения и поступления ресурсов из народного хозяйства, решать лишь задачу нахождения оптимума первого рода, рассматривая не конкретные нефтяные месторождения или даже их группы, а некоторые запасы нефти с осредненными свойствами.

Общий оптимум второго рода можно успешнее определить во время планирования на меньшие сроки, когда уже известны свойства конкретных нефтяных месторождений.

При приближенной реализации основного принципа разработки нефтяных месторождений в СССР можно находить общий

оптимум подсистемы разведка — разработка первого рода. Однако выполнению этого принципа более соответствует определение общего оптимума второго рода.

Разработка нефтяных месторождений — это медленный технологический процесс, длящийся десятилетиями. Разведка месторождений, если ее длительность считать начиная с полевых геофизических исследований, также продолжается многие годы и десятилетия. Поэтому, чтобы эффективно управлять развитием разведки и разработки месторождений, необходимо долгосрочное планирование, т. е. планирование на 15—20 лет и более вперед. Видимо, и методы оптимального планирования и соответствующую математическую модель развития нефтяной промышленности целесообразнее всего использовать на указанный срок. Однако с несколько бо́льшими ограничениями методы оптимального планирования можно применять и на меньшие сроки, например на пятилетку.

При планировании добычи нефти на сроки менее 5 лет часто используют методы краткосрочного планирования. Рассмотрим наиболее известный и часто применяемый метод краткосрочного планирования добычи нефти, получивший название *метода планирования добычи нефти по коэффициентам падения дебитов скважин*. Согласно этому методу, добыча нефти в планируемом году

$$q_{\text{н}} = q_0 \bar{n}_0 K_{\text{п}} + q\bar{n}, \qquad \text{(VIII.27)}$$

где q_0 — среднегодовой дебит нефти каждой скважины в году, предшествующем планируемому; $\bar{n}_0$ — среднее число «старых» скважин, т. е. скважин, переходящих с предыдущих лет; $K_{\text{п}}$ — коэффициент падения добычи нефти по «старым» скважинам, равный отношению среднего дебита скважины в планируемом году к среднему дебиту скважин в году, предшествующем планируемому; q — среднегодовой дебит одной новой скважины в планируемом году; $\bar{n}$ — среднее число скважин, которые будут введены в эксплуатацию в планируемом году.

Пример VIII.1. Нефтедобывающее предприятие на начало планируемого года имеет в эксплуатации 1000 нефтяных скважин. Предполагается, что в течение планируемого года будет ликвидировано 20 скважин и введено в действие 50 новых скважин. Среднегодовой дебит одной «старой» скважины $q_0 = 2 \cdot 10^4$ т/год, а одной вводимой скважины $q = 1{,}9 \cdot 10^4$ т/год.

Коэффициент падения добычи нефти $K_{\text{п}} = 0{,}95$. Требуется определить добычу нефти $q_{\text{н}}$, которую получит предприятие в планируемом году.

Определим среднее число «старых» скважин в планируемом году. Имеем

$$\bar{n}_0 = \frac{1000 + (1000 - 20)}{2} = \frac{1980}{2} = 990.$$

Среднегодовое число вводимых скважин

$$\bar{n} = \frac{50}{2} = 25.$$

Тогда годовую добычу нефти по предприятию определим по формуле (VIII.27) т. е.

$$q_н = 2 \cdot 10^4 \cdot 990 \cdot 0,95 + 1,9 \cdot 10^4 \cdot 25 = 19,285 \cdot 10^6 \text{ т/год}.$$

Пример VIII.2. На планируемый период в 20 лет нефтедобывающему объединению установлен план бурения скважин, составляющий 10^6 м/год. Средняя глубина скважин $\bar{H}=2000$ м. Вводят в разработку месторождения с неоднородными коллекторами, так что конечная нефтеотдача $\eta_к$ будет сильно зависеть от параметра плотности сетки скважин, а именно

$$\eta_к = 0,5e^{-2 \cdot 10^{-6} S_c}.$$

Средние параметры нефтеносных коллекторов месторождений, вводимых в разработку: пористость $\bar{m}=0,2$; нефтенасыщенность $\bar{s}_{но}=0,9$; средняя толщина пласта $\bar{h}=10$ м; плотность нефти $\rho_н=0,85$ т/м^3. Средний дебит скважин $q_c=10^4$ т/год. Эффективность разведочного бурения по геологическим запасам $E_{гр}=400$ т/м.

Темп разработки каждого отдельного месторождения изменяется по закону, формула которого имеет вид

$$z(t) = \lambda^2 t e^{-\lambda t}; \qquad \lambda = ez_{max}.$$

Требуется определить на планируемый период в 20 лет, используя модель подсистемы разведка — разработка, оптимальное распределение метража в разведочное и эксплуатационное бурение и оптимальный параметр плотности сетки скважин $S_{c\,опт}$ на месторождениях, которые будут введены в разработку в предстоящие 20 лет.

Оптимальным будем считать такое распределение метража в разведочное и эксплуатационное бурение и такой параметр плотности сетки скважин, при которых накопленная добыча $Q_н$ за двадцатилетний срок будет максимальной.

На основе формулы (VIII.15) при $f(t)=C=10^6$ м/год=const имеем

$$g_э(t) = \frac{a_п \eta_н E_{гр} C S_c e^{-\alpha S_c}}{\bar{H} E_{гр} + a_п S_c}. \qquad \text{(VIII.28)}$$

В соответствии с формулой (VIII.17) получим

$$\lambda = ez_{max} = \frac{q_c e^{1+\alpha S_c}}{a_п S_c \eta_н}. \qquad \text{(VIII.29)}$$

При $g_0=$const имеем из (VIII.3)

$$q_н = g_0 \lambda^2 \int_0^t (t-\tau) e^{-\lambda(t-\tau)} d\tau = g_0 [1 - e^{-\lambda t}(1+\lambda t)]. \qquad \text{(VIII.30)}$$

Для накопленной добычи нефти за планируемый период $\bar{t}$ имеем

$$Q_н = \int_0^{\bar{t}} q_н(t)\, dt = g_0 \left[\bar{t} - \frac{2}{\lambda} + e^{-\lambda \bar{t}} \left(\bar{t} + \frac{2}{\lambda}\right)\right]. \qquad \text{(VIII.31)}$$

По формуле (VIII.31) можно вычислять накопленную добычу при любом значении планируемого срока $\bar{t}$ и величины λ, а значит, и S_c. Например, при $S_c=25 \cdot 10^4$ м^2/скв для $\bar{t}=20$ лет

$$\lambda = \frac{10^4 e^{1+2 \cdot 10^{-6} \cdot 25 \cdot 10^4}}{10 \cdot 0,2 \cdot 0,85 \cdot 0,85 \cdot 25 \cdot 10^4 \cdot 0,5} = 0,2481 \ \frac{1}{\text{год}}.$$

$$g_0 = \frac{1{,}445 \cdot 0{,}5 \cdot 400 \cdot 10^6 \cdot 25 \cdot 10^4 \, e^{-2 \cdot 10^{-6} \cdot 25 \cdot 10^4}}{2000 \cdot 400 + 1{,}445 \cdot 25 \cdot 10^4} = 37{,}74 \cdot 10^6 \text{ т/год};$$

$$Q_н = 37{,}74 \cdot 10^6 \left[20 - \frac{2}{0{,}2481} + e^{-0{,}2481 \cdot 2_0} \left(20 + \frac{2}{0{,}2481}\right)\right] = 458 \cdot 10^5 \text{ т}.$$

Аналогичным образом вычислим $Q_н$ при $S_с = 30 \cdot 10^4$ м²/скв. Имеем

$$\lambda = 0{,}2285 \ \frac{1}{\text{год}}; \qquad g_0 = 38{,}57 \cdot 10^6 \text{ т/год};$$

$$Q_н = 445{,}3 \cdot 10^6 \text{ т}.$$

Таким образом, при увеличении $S_с$ с $25 \cdot 10^4$ до $30 \cdot 10^4$ м²/скв накопленная добыча нефти уменьшается. Чтобы выявить характер зависимости $Q_н$ от $S_с$, определим $Q_н$ при $S_с = 15 \cdot 10^4$ м²/скв. Имеем

$$\gamma = \frac{10^4 e^{1 + 2 \cdot 10^{-6} \cdot 15 \cdot 10^4}}{1{,}445 \cdot 15 \cdot 10^4 \cdot 0{,}5} = 0{,}3385 \ \frac{1}{\text{год}};$$

$$g_0 = \frac{1{,}445 \cdot 0{,}5 \cdot 400 \cdot 10^6 \cdot 15 \cdot 10^4 \, e^{-2 \cdot 10^{-6} \cdot 15 \cdot 10^4}}{0{,}8 \cdot 10^6 + 1{,}445 \cdot 15 \cdot 10^4} = 31{,}59 \cdot 10^6 \text{ т/год};$$

$$Q_н = 31{,}59 \cdot 10^6 \left[20 - \frac{2}{0{,}3385} + e^{-0{,}3385 \cdot 20} \left(20 + \frac{2}{0{,}3385}\right)\right] = 446 \cdot 10^6 \text{ т}.$$

Как видно из приведенных расчетов, накопленная добыча нефти уменьшается с увеличением параметра плотности сетки скважин $S_с$ от $25 \cdot 10^4$ до $30 \cdot 10^4$ м²/скв. Она также уменьшается с уменьшением $S_с$ от $25 \cdot 10^4$ до $15 \cdot 10^4$ м²/скв. Следовательно, при определенном значении $S_с$, находящемся в пределах $15 \cdot 10^4 \leqslant S_с \leqslant 25 \cdot 10^4$ м²/скв, должна быть максимальная накопленная добыча нефти. На рис. 139 по результатам приведенных и аналогичных им вычислений для рассматриваемого примера дана зависимость $Q_н$ от $S_с$ при сроке планирования $\bar{t} = 20$ лет. Как видно из рисунка, кривая $Q_н = Q_н(S_с)$ имеет максимум при $S_с \approx 20 \cdot 10^4$ м²/скв. Это значение $S_с$ считаем оптимальным.

Определим при $S_с = S_{с\,опт}$ ежегодный метраж разведочного и эксплуатационного бурения. Из формулы (VIII.7) имеем для эксплуатационного метража $f_э(t)$ следующее выражение:

$$f_э(t) = \frac{E_{гр} \bar{H} f(t)}{\bar{H} E_{гр} + a_п S_с}.$$

Соответственно разведочный метраж определяется следующим образом:

$$f_р(t) = \frac{a_п S_с f(t)}{\bar{H} E_{гр} + a_п S_с}.$$

Поскольку в данном примере суммарный годовой метраж постоянный, т. е. $f(t) = S = 10^6$ м/год, то и эксплуатационный $C_э$ и разведочный $C_р$ годовые метражи бурения также постоянны.

$$C_э = \frac{E_{гр} \bar{H} C}{\bar{H} E_{гр} + a_п S_с};$$

$$C_р = \frac{a_п S_с C}{\bar{H} E_{гр} + a_п S_с}.$$

Из приведенных формул получим

$$\frac{C_э}{C_р} = \frac{E_{гр} \bar{H}}{a_п S_с} = \frac{400 \cdot 2000}{1{,}445 \cdot 20 \cdot 10^4} = 2{,}77.$$

Отсюда $C_э = 0{,}735 \cdot 10^6$ м/год, $C_р = 0{,}265 \cdot 10^6$ м/год.

§ 4. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

При планировании развития нефтяной промышленности, а также при проектировании и анализе разработки отдельных нефтяных месторождений рассматривают затраты труда и материальных ресурсов не только в их натуральном виде, но и в денежном выражении. Полную оценку различных вариантов разработки каждого отдельного нефтяного месторождения и развития нефятной промышленонсти в стране или в регионе в целом можно осуществить с использованием как натуральных показателей геологоразведочных работ, разработки месторождений и добычи нефти, так и комплекса экономических и технико-экономических показателей, исчисляемых в денежных, денежно-натуральных или натуральных единицах (рубль на тонну нефти, рубль на метр проходки, тонна нефти на одного работника и т. д.).

В технологических схемах и проектах разработки нефтяных месторождений используют следующие главные экономические показатели:

1) капитальные вложения;
2) удельные капитальные вложения на добычу 1 т нефти и 1 т новой мощности;
3) текущие затраты, без затрат на амортизацию основных фондов;
4) эксплуатационные затраты, включая затраты на амортизацию основных фондов;
5) себестоимость продукции;
6) прибыль;
7) экономический эффект.

При необходимости более детального анализа вариантов разработки нефтяных месторождений определяются также следующие показатели экономической эффективности производства:

1) производительность труда;
2) приведенные затраты;
3) фондоотдача.

При планировании развития нефтяной промышленности в стране или в регионе можно использовать все перечисленные экономические показатели.

Капитальные вложения — это затраты труда и материальных ресурсов в денежном выражении на создание основных фондов нефтегазодобывающих предприятий, т. е. затраты на бурение скважин, строительство объектов промыслового

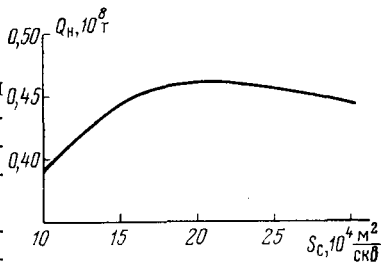


Рис. 139. Зависимость накопленной добычи нефти от параметра плотности сетки скважин

транспорта нефти, сепарации углеводородов, газобензиновых заводов, установок по обезвоживанию, обессоливанию и деэмульсии добываемой продукции, очистке технологической воды и ее утилизации, установок по воздействию на пласт с целью повышения извлечения нефти и интенсификации ее добычи, электроснабжению, автоматизации производства и т. д.

Структура основных фондов многих нефтедобывающих предприятий СССР такова, что 60—70% стоимости их составляют скважины. Поэтому при приближенных оценках капитальных вложений можно, зная стоимость одной скважины на i-м объекте разработки $s_{\text{скв}\,i}$, число скважин на объекте n_i, а также коэффициент a_i пропорциональности стоимости основных фондов и стоимости скважин, определить капитальные вложения $K_{\text{в}}$ в m объектов, разрабатываемых нефтедобывающим предприятием, по простой формуле

$$K_{\text{в}} = \sum_{1}^{m} a_i s_{\text{скв}i} n_i. \qquad \text{(VIII.32)}$$

В проектных расчетах капитальные вложения следует определять по отдельным видам оборудования и строительно-монтажным работам.

При этом следует учитывать, что стоимость сооружений и оборудования, входящих в основные фонды нефтедобывающих предприятий, может зависеть от различных параметров системы разработки и технологических показателей. Так, стоимость всех скважин, естественно, определяется стоимостью одной скважины и их числом. В основном от числа скважин зависит стоимость систем сбора и транспорта добываемой продукции, кроме сооружений по первичной переработке добываемой продукции, т. е. сепарации углеводородов, обезвоживанию обессоливанию и деэмульсации нефти. Стоимость этих последних сооружений зависит от текущей добычи нефти, воды и газа.

Капитальные вложения при проектировании разработки нефтяных месторождений определяют на основе сметной стоимости бурения скважин и нормативов капитальных вложений, устанавливаемых общеотраслевыми документами. Индивидуальные нормативы на виды сооружений, используемых в условиях данного конкретного месторождения, устанавливают специально на основе анализа фактических капитальных вложений в эти сооружения за последние годы.

Удельные капитальные вложения на каждый год разработки месторождения — отношение накопленных капитальных вложений к годовой добыче нефти.

Удельные капитальные вложения на одну тонну новой мощности — отношение капитальных вложений за некоторый период времени к расчетной добыче новых скважин за этот период времени.

Текущие затраты бывают двух видов. Одни зависят в ос-

новном от объема текущей добычи нефти, воды и газа, другие же определяются главным образом числом скважин. В основном от уровня добычи нефти, газа и воды зависят затраты энергии на механизированную добычу, транспорт и первичную переработку нефти. От объема текущей закачки в пласт веществ с целью повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти зависит стоимость эксплуатации сооружений по воздействию на пласт.

В эксплуатационные затраты входят текущие затраты и амортизационные отчисления от стоимости основных фондов.

Для различных видов сооружений и оборудования, составляющих основные фонды, установлены нормативные сроки амортизации, в течение которых вся стоимость этих сооружений и оборудования, включая их капитальный ремонт, должна перейти в эксплуатационные затраты и в конечном счете, войти в себестоимость добываемых нефти и газа.

При расчете суммируют эксплуатационные затраты на:

1) амортизацию добывающих и нагнетательных скважин S_1;
2) амортизацию объектов промыслового обустройства S_2;
3) обслуживание скважин S_3;
4) энергию на механизированную добычу жидкости S_4;
5) воздействие на пласт с целью повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти S_5;
6) сбор и транспорт нефти и газа S_6;
7) сепарацию углеводородов, обезвоживание и обессоливание нефти S_7;
8) общепроизводственные расходы S_8;
9) отчисления на геологоразведочные работы S_9.

Затраты на текущий ремонт входят в затраты на обслуживание скважин S_3.

Таким образом, годовые эксплуатационные затраты $S_э$ отражают сумму указанных выше видов годовых затрат S_i, т. е.

$$S_э = \sum_1^9 S_i. \qquad \text{(VIII.33)}$$

Себестоимость нефти $c_н$ равна отношению годовых эксплуатационных затрат к годовой добыче нефти $q_н$, т. е.

$$c_н = S_э/q_н. \qquad \text{(VIII.34)}$$

Приведенные затраты

$$S_{пр} = c_н + E\bar{K}. \qquad \text{(VIII.35)}$$

где E — нормативный коэффициент, $\bar{K}$ — удельные капитальные вложения, равные отношению накопленных капитальных вложений на рассматриваемй год к годовой добыче нефти.

При составлении технологических схем и проектов разработок нефтяных месторождений необходимо предусматривать ис-

пользование передовой техники, технологии и наиболее эффективных систем разработки. Однако эффективность их в одних условиях может быть наибольшей, а в других — наименьшей. Поэтому возникает задача сравнения различных вариантов разработки месторождений по экономическому эффекту, определяемому на основе соответствующих отраслевых методик.

Производительность труда в нефтегазодобывающих предприятиях принято выражать в основном в двух формах: в тоннах добытой нефти или газа в единицу времени (например, за год) на одну единицу промышленно-производственного персонала и в денежных единицах, исчисляемых стоимостью валовой продукции нефтегазодобывающего предприятия на одну единицу промышленно-производственного персонала в единицу времени.

Стоимость валовой продукции предприятия равна произведению отпускной цены на нефть на количество ее, сданной заказчику в единицу времени, плюс стоимость прочих услуг.

Прибыль, получаемая нефтегазодобывающим предприятием в единицу времени, равна разнице между стоимостью сданной предприятием нефти и эксплуатационными затратами за единицу времени.

Фондоотдача — отношение стоимости годовой валовой продукции предприятия к среднегодовой стоимости основных фондов.

В проектных документах экономические показатели разработки нефтяных месторождений обычно тесно связаны с технологическими и техническими показателями.

Поэтому комплекс технических и экономических показателей в технологических схемах и проектах разработки нефтяных месторождений называют обычно технико-экономическими показателями. Для оценки вариантов разработки нефтяных месторождений можно использовать и чисто технико-экономические показатели, такие, например, как металлоемкость и энергоемкость продукции и др.

Экономические и технико-экономические показатели разработки каждого нефтяного месторождения изменяются со временем по мере выработки запасов месторождения, а также существенно зависят от применения достижений научно-технического прогресса, особенно новой технологии извлечения нефти и газа из недр.

Контрольные вопросы

1. В чем состоит оптимальное распределение ресурсов в нефтяной промышленности СССР? Какова его цель?
2. Объясните основной принцип разработки нефтяных месторождений в СССР. Каким образом реализуется этот принцип?

Глава IX
ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. ПРОЕКТНЫЕ ДОКУМЕНТЫ ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ввод в разработку каждого нефтяного месторождения в СССР осуществляется на основе проектного документа. Все последующие наиболее важные инженерные мероприятия, касающиеся разработки месторождений, осуществляются после составления и принятия соответствующих проектных решений.

В нефтяной промышленности СССР установлены единый порядок составления проектных документов по разработке нефтяных месторождений и единые требования к их основному содержанию. При этом принята следующая номенклатура проектных документов.

1. Принципиальная схема разработки. Ее составляют для месторождений, содержащих значительное количество объектов или самостоятельных площадей разработки (более 5—7 объектов или площадей разработки).

2. Технологическая схема разработки. Ее составляют для всех месторождений, вводимых в разработку.

3. Проект разработки. Его выполняют для всех месторождений, введенных в разработку.

4. Уточненный проект разработки. Его составляют для месторождений, представления о характеристиках которых изменились в процессе их разбуривания и начальной разработки или при необходимости резкого изменения уровней добычи углеводородов из месторождения.

5. Технологическая схема или проект опытно-промышленной разработки. Их составляют для испытания новой технологии извлечения углеводородов из недр.

В необходимых случаях составляют также проектные документы по пробной эксплуатации месторождений, если эти месторождения характеризуются ранее не встречавшимися в практике свойствами или находятся в особых природных условиях.

В принципиальной и технологической схемах для вновь вводимых в разработку месторождений устанавливают объекты и систему разработки месторождений, основные положения технологии разработки, определяют максимальный уровень добычи нефти и срок выхода на этот уровень. В принципиальной схеме отражают общую совокупность систем разработки отдельных крупных объектов разработки, оптимальное распределение капитальных вложений в эти объекты, последователь-

ность их ввода в разработку, общий уровень добычи углеводородов из месторождения и срок выхода на этот уровень.

В принципиальной и технологических схемах разработки определяется соответствующий набор технико-экономических и экономических показателей, оцениваются текущая нефтеотдача и обводненность продукции, общие и удельные капитальные вложения, себестоимость, приведенные затраты и т. д.

В проекте разработки сопоставляют проектные показатели разработки месторождения, полученные в результате выполнения принципиальной и технологической схем, с фактическими показателями разработки месторождения в начальной стадии; уточняют исходные данные для составления проекта; уточняют и согласовывают с планирующими органами уровень добычи углеводородов из месторождения; изменяют в случае целесообразности и возможности систему и технологию разработки месторождения.

В проекте разработки более основательно прорабатывают вопросы эксплуатации скважин, сбора, подготовки и транспорта нефти и газа, мероприятия по охране недр и окружающей среды, поскольку этот проект служит окончательным документом, на основе которого составляют проект обустройства месторождения и производится промысловое строительство.

Технологическая схема или проект опытно-промышленных работ по испытанию нового метода извлечения нефти из недр содержат, помимо обычных расчетов и решений, касающихся выбора объектов разработки, схемы расположения скважин, технологии воздействия на пласт, также основные результаты исследований, посвященных осуществлению данного нового метода разработки в конкретных пластовых условиях месторождения, для которого составлен проектный документ. Особое внимание при этом следует уделять как можно более точному определению технологических показателей, чтобы получить достоверные сведения об эффективности испытуемого метода извлечения нефти из недр и сравнить его с традиционными методами разработки.

Уточненный проект разработки по содержанию не отличается от обычного, кроме, может быть, анализа причин несоответствия результатов прежнего проекта результатам фактической разработки, если такое несоответствие имело место.

Проектные документы по разработке нефтяных месторождений составляют на основе заданий на проектирование, выдаваемых нефтегазодобывающими предприятиями.

Принципиальная и технологическая схемы, а также проекты разработки — основные документы, по которым каждое нефтегазодобывающее предприятие осуществляет весь комплекс технических и технологических мероприятий по извлечению нефти и газа из недр, контролю за процессом разработки месторождений, обеспечению безопасности работ, охране недр и окружающей среды. Эти документы являются базой для со-

ставления текущих пятилетних и перспективных планов добычи нефти и газа по нефтегазодобывающему предприятию, планирования буровых работ, обустройства месторождений, сооружения нефтегазопроводов, дорог, промышленного и коммунального строительства.

При составлении проектных документов по разработке нефтяных месторождений следует руководствоваться законами СССР и союзных республик, Указами Президиума Верховного Совета СССР и союзных республик, решениями Советского правительства, приказами Министерства нефтяной промышленности, ГОСТами, ОСТами, инструкциями, методиками и нормативами.

Проектные решения по разработке каждого нефтяного месторождения готовят в нескольких вариантах. Из числа возможных наиболее эффективных выбирают три основных варианта, различающиеся уровнями добычи нефти, нефтеотдачей, материальными, денежными и трудовыми затратами. Указанные варианты могут отличаться системами и технологиями разработки месторождения.

Наряду с предлагаемыми в проектном документе описывают также вариант разработки методом, которым разрабатывались ранее аналогичные месторождения. Такой вариант называется базовым. Его используют для сравнения эффективности разработки месторождения предлагаемым и ранее применявшимся методом.

Один из предлагаемых вариантов, наиболее удовлетворяющий решению задачи перспективного развития нефтяной промышленности в стране в целом и имеющий лучшие технико-экономические и экономические показатели, принимают к реализации.

Рассмотрим в общих чертах содержание проектных документов, принимая за основу технологические схемы и проекты разработки нефтяных месторождений.

Проектный документ начинают составлять с обоснования постановки работы по проектированию и общих географических и геологических сведений о месторождении. Далее приводят геолого-физическую характеристику месторождения, цель которой — геологическое обоснование параметров месторождения, которые затем используют при подсчете запасов нефти и газа и в расчетной модели разработки месторождения. Геологическое описание строения месторождения сопровождают графическим материалом — структурными картами, геологическими профилями, картами распространения коллекторов.

Приводят данные о пористости пластов, их проницаемости, нефтенасыщенности и газонасыщенности, толщине отдельных прослоев и общей толщине пласта; данные, определенные по отдельным скважинам, так и средние по пластам месторождения, полученные с применением вероятностно-статистических методов.

Особо выделяют данные о неоднородности, необходимые для построения модели слоисто-неоднородного пласта, используемой затем в процессе расчета разработки месторождения.

Необходимо получить и включить в проектный документ параметры, характеризующие физико-химические свойства нефти, газа и воды и, если необходимо, параметры фазового состояния смесей углеводородов. К основным физико-химическим параметрам нефти относятся вязкость (зависимость ее от температуры в пластовых и поверхностных условиях), плотность, начальное газосодержание, давление насыщения и объемный коэффициент. Для пластовой воды важно знать ее плотность, вязкость, основной состав растворенных в ней веществ.

Если для расчета процесса разработки нефтяного месторождения используют модель непоршневого вытеснения, то необходимо иметь зависимости (кривые) относительных проницаемостей для нефти и воды, в том числе модифицированных относительных проницаемостей. Если применяют модель поршневого вытеснения, следует определить данные зависимости текущей нефтеотдачи от степени промывки для образцов пласта различной проницаемости. Наконец, нужно знать геологические запасы нефти в пластах месторождения, разработка которого проектируется, а также запасы растворенного в нефти и свободного газа.

При подготовке впервые составляемой для месторождения технологической схемы анализируют параметры эксплуатации разведочных или опытных скважин. В результате комплексного геолого-физического изучения месторождения, данных об эксплуатации разведочных скважин, на основе опыта разработки аналогичных месторождений рассматривают возможные варианты системы разработки с различным объединением пластов в объекты разработки и применением различных технологий извлечения нефти из недр.

Для расчета показателей разработки обосновывают и принимают различные модели разработки и расчетные схемы.

На основе моделей разработки определяют технологические показатели для рассматриваемых вариантов. До расчетов приводят сводку принятых исходных данных.

Во время составления проектов разработки, когда уже имеются данные предыдущей эксплуатации месторождения согласно ранее принятой и осуществленной технологической схеме, стремятся добиться совпадения фактических и расчетных данных путем адаптации используемых моделей разработки к фактическим данным либо за счет некоторого изменения исходных данных, либо применения иных моделей.

Если систему в проекте не предполагается существенно изменять, можно использовать эмпирические методики прогнозирования разработки месторождения, адаптированные к данным предыдущей разработки.

Зная систему и технологические показатели в различных вариантах разработки месторождения, можно рассчитать технико-экономические и экономические показатели. Так, определяют по вариантам максимальный (проектный) уровень добычи нефти и жидкости, максимальный темп разработки, год выхода месторождения на максимальный уровень добычи нефти, продолжительность добычи нефти на этом уровне. За первые 5, 10 и 15 лет определяют накопленную добычу нефти, накопленную добычу жидкости, объем закачиваемой воды или других веществ в пласты. Оценивают срок разработки месторождения и конечную нефтеотдачу.

Для характеристики систем разработки в различных вариантах учитывают параметры $S_с$, $N_{кр}$, ω и $\omega_р$, а также фонд добывающих, нагнетательных и обустройства отдельных объектов разработки.

Далее по вариантам устанавливают экономические показатели. Указывают за 5, 10 и 15 лет общие капитальные вложения, текущие и эксплуатационные затраты, себестоимость продукции, приведенные затраты. Если проектируется разработка нефтяного месторождения с применением новой технологии извлечения нефти из недр, обеспечивающей бóльшую нефтеотдачу по сравнению с ранее применявшейся, базовой технологией, то сравнивают технологические и технико-экономические показатели разработки с использованием базовой и новой технологии. Особо определяют дополнительную добычу нефти, которая будет получена при использовании новой технологии, а также дополнительные капитальные вложения, себестоимость дополнительно добытой нефти, приведенные затраты, на дополнительно добытую нефть.

В технологических схемах обычно оценивают распределение скважин по способам эксплуатации. В проектах же разработки рассчитывают распределение по годам действующего фонда скважин по основным четырем способам эксплуатации: фонтанному, газлифтному, ЭЦН и ШГН.

Конструкция добывающих и нагнетательных скважин должна быть приведена в принципе уже в технологической схеме разработки. Однако окончательно ее устанавливают во время составления проекта разработки. Определяют также вид и перечень эксплуатационного оборудования, необходимого для осуществления различных способов подъема нефти из скважин, а также оборудования для воздействия на пласты месторождения с целью увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.

Наконец, в технологических схемах, и особенно в проектах разработки, приводят инженерное решение вопросов охраны недр и окружающей среды. В проектные документы помещают перечень мероприятий по контролю за разработкой месторождения, в котором указываются виды гидродинамических и геофизических исследований месторождений и их периодичность.

§ 2. ИЗМЕРЕНИЕ, РЕГИСТРАЦИЯ И АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

После принятия к реализации проектного документа, определяющего разработку нефтяного месторождения, приступают к разбуриванию местрождения, его обустройству и собственно добыче нефти и газа из месторождения. Начиная с ввода месторождения в разработку до самого окончания этого процесса, не прекращают измерения (исследования) геолого-физических свойств месторождения и показателей его разработки. При этом накапливаются многочисленные сведения, позволяющие не только лучше познавать характеристики месторождения и изучать ход его разработки, но и управлять процессами извлечения нефти из недр.

Основой для изучения свойств месторождения и характера процессов его разработки служат данные количественных гидродинамических и геофизических измерений, производимых в скважинах, а также данные исследования физико-химических свойств извлекаемых из пластов и закачиваемых в них веществ. При этом проводят следующие измерения и исследования.

1. Стандартные геофизические измерения кажущегося электрического сопротивления пород и потенциала собственной поляризации в геологическом разрезе, вскрываемом скважиной, во всех вновь пробуренных скважинах.

2. Исследования при помощи испытателей пластов в разведочных скважинах и в некоторых случаях бурения эксплуатационных скважин. В большинстве скважин отбирают керн из продуктивного пласта.

3. Исследования методами установившихся отборов и закачки с целью построения индикаторных кривых в добывающих и нагнетательных скважинах. Практически все скважины должны быть исследованы методом восстановления забойного давления. При этом такие исследования повторяют через 1—2 года или чаще, если происходит воздействие на призабойную зону скважин. Замеры забойного и пластового давлений без снятия индикаторных кривых и кривых восстановления давления производят в среднем один раз в полгода.

В процессе разработки нефтяных месторождений с применением обычного заводнения осуществляют замеры температуры в скважинах примерно один раз в год. Если при заводнении нефтяных пластов используют воду с температурой ниже пластовой, что может привести к кристаллизации парафина в нефти, пластовую температуру замеряют чаще. При использовании тепловых методов разработки нефтяных месторождений, особенно в начальный период их применения, можно проводить ежемесячные или еще более частые замеры температуры в добывающих скважинах.

Весьма важное значение для контроля и анализа разработки нефтяных месторождений имеют измерения профилей при-

тока и приемистости скважин глубинными дебитомерами и расходомерами. Периодичность проведения таких исследований в каждой скважине составляет от полгода до одного года. В необходимых случаях эти измерения можно проводить с большей частотой.

Перед составлением технологических схем и проектов разработки в значительном числе скважин, расположенных на различных участках месторождения, отбирают глубинные пробы добываемой продукции. В отдельных скважинах такие отборы повторяют примерно через год. В тех особых случаях, когда, например, анализ глубинных проб нефти и воды позволяет судить о перемещении водонефтяного контакта или осаждении парафина в пористой среде, пробы отбирают чаще.

Обязательны замеры дебитов нефти и воды на всех скважинах. Такие замеры проводят на групповых замерных установках.

Для анализа разработки нефтяных месторождений необходимы также одновременные измерения в скважинах забойного давления, профилей притока жидкости или ее расхода, забойной температуры при помощи комплексных глубинных приборов типа «Поток».

Для определения положения водонефтяного и газонефтяного контактов в скважинах используют методы нейтронного и импульсного нейтрон-нейтронного каротажа. Такие исследования проводят в скважинах примерно один раз в полгода.

В некоторых случаях при исследованиях применяют радиоактивные изотопы (в частности, путем закачки в пласты трития), акустический каротаж, глубинное фотографирование и другие специальные виды исследований.

Все указанные измерения, проводимые в процессе разработки каждого отдельного месторождения, направлены не только на более глубокое познание самих процессов извлечения нефти, но и на дальнейшее изучение недр, и в первую очередь продуктивных пластов.

Всю информацию, включающую параметры, характеризующие пласты и скважины разрабатываемого месторождения, систему разработки, технологические, технико-экономические и экономические показатели, хранят в службах обработки информации, кустовых информационно-вычислительных центрах, имеющихся в нефтегазодобывающих управлениях и в объединениях, а также в главном информационно-вычислительном центре Министерства нефтяной промышленности.

Отдельно регистрируются технологические и технические мероприятия, которые осуществляются на скважинах в процессе разработки месторождений, а также технико-экономические, экономические показатели, нормативы, плановые и другие заданные цифры.

Для хранения массивов информации о разработке нефтяных месторождений используют машинные носители информации:

магнитные диски, магнитные ленты, перфокарты, перфоленты. Эти накопители информации подсоединяют к ЭВМ соответствующих информационных служб и вычислительных центров.

Программы выборки и обработки информации о разработке нефтяного месторождения предназначены для составления справок, отчетов, подготовки исходной информации, для составления проектных документов по разработке месторождений, для анализа и регулирования разработки, прогнозирования. Например, если требуется построить карту изобар на определенную дату, то соответствующая программа выбирает из всего информационного массива те данные, которые как раз и необходимы для построения этой карты.

Известны программы, позволяющие осуществить автоматические построения графиков и карт, в том числе карт изобар, при помощи графопостроителей. Если необходимо нанести на карту положения водонефтяного контакта на определенные даты, то программа осуществляет выборку из информационного массива соответствующих данных о замерах положений водонефтяного контакта и т. д. Однако чаще всего ЭВМ обеспечивает только выборку и распечатку исходных данных для построения отдельных зависимостей и карт, а построения осуществляют специалисты, анализирующие разработку месторождения.

В процессе анализа не только строят различные взаимосвязи показателей разработки, но и выявляют причины возникновения этих взаимосвязей, находят пути улучшения показателей разработки месторождений путем регулирования или подготовки и осуществления нового проектного решения.

Наиболее совершенная, высшая форма анализа разработки месторождения — сопоставление фактических данных о процессе с результатами математического моделирования разработки на современных ЭВМ, адаптация модели разработки к фактическим данным и выявление неизвестных особенностей геологического строения месторождения и характера протекания в нем процессов извлечения нефти.

Решение о проведении мероприятий по регулированию разработки месторождения в этом случае наиболее обосновано.

§ 3. РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На основе анализа разработки нефтяного месторождения и выявления расхождений проектных и фактических показателей разработки осуществляют мероприятия по приведению в соответствие фактического хода разработки с проектным. Совокупность этих мероприятий и является регулированием разработки нефтяного месторождения, которое

можно проводить чисто технологическими методами без изменения или с частичным изменением системы разработки.

К числу технологических методов регулирования разработки нефтяных месторождений относят следующие.

1. Изменение режимов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин путем уменьшения или увеличения их дебитов и расходов закачиваемых в пласты веществ, вплоть до прекращения эксплуатации (отключения) скважин.

2. Общее и, главным образом, поинтервальное воздействие на призабойную зону скважин с целью увеличения притока нефти из отдельных прослоев пласта или расхода закачиваемых в них веществ.

3. Увеличение давления нагнетания в скважинах вплоть до давления раскрытия трещин в призабойной зоне, поинтервальная закачка рабочих агентов в прослои пласта при дифференцированном давлении нагнетания.

4. Применение пакерного оборудования и проведение работ по капитальному ремонту с целью изоляции отдельных прослоев пласта без изменения принятых по последнему проектному документу объектов разработки.

5. Циклическое воздействие на пласт и направленное изменение фильтрационных потоков.

К методам регулирования, связанным с частичным изменением системы разработки месторождения, относят:

1) очаговое и избирательное воздействие на разрабатываемые объекты путем осуществления закачки в пласт веществ через специально пробуренные отдельные нагнетательные скважины-очаги или группы нагнетательных скважин, через которые осуществляется выборочное воздействие на отдельные участки пластов;

2) проведение работ по капитальному ремонту скважин или установка в скважинах пакерного оборудования с целью частичного укрупнения или разукрупнения, т. е. изменения объектов разработки.

Рассмотрим циклические методы воздействия на пласт и методы направленного изменения фильтрационных потоков, используемые при разработке заводняемых нефтяных месторождений, поскольку суть всех остальных методов регулирования либо ясна из предыдущих глав настоящего курса, либо излагается в курсе технологии и техники добычи нефти.

Технология циклического воздействия на пласт заключается в периодическом изменении дебитов добывающих скважин и расходов закачиваемой воды в нагнетательные скважины на каком-либо достаточно крупном участке месторождения или на месторождении в целом. Направленное изменение фильтрационных потоков проводят путем изменения режимов работы отдельных групп добывающих и нагнетательных скважин с целью ускорения продвижения водонефтяного контакта по тем линиям движения, по которым он до этого продвигался медлен-

но, и, наоборот, замедления его перемещения в других направлениях.

Циклическое воздействие на пласт часто осуществляют путем периодического изменения режимов работы только нагнетательных скважин при постоянном режиме эксплуатации добывающих скважин для поддержания добычи жидкости на высоком уровне. При этом темп нагнетания воды в пласты всего месторождения также периодически изменяется, колеблясь около среднего проектного уровня. Периоды колебания темпа закачки в пласт воды (циклы) в зависимости от фильтрационных свойств месторождений составляют обычно от недель до месяцев.

Периодическое изменение режимов работы скважин и текущих объемов жидкостей, закачанных и отбираемых из пласта, вызывает изменение давления. В соответствии с теорией упругого режима перераспределение пластового давления происходит быстрее в высокопроницаемых пропластках или в трещинах.

В цикле повышения давления возникают перетоки веществ из высокопроницаемых в низкопроницаемые области пласта.

Если породы-коллекторы низкопроницаемых участков пласта гидрофильные, что часто бывает, то в них преимущественно проникает вода, вытесняя нефть.

В цикле снижения давления вода удерживается капиллярными силами в низкопроницаемых породах, а нефть перетекает в высокопроницаемые пропластки и трещины, поскольку в них происходит быстрее не только повышение, но и снижение давления. Перетоки нефти из низкопроницаемых пород в высокопроницаемые области пласта при циклическом воздействии способствуют общему увеличению нефтеотдачи пласта.

Направленное изменение фильтрационных потоков неразрывно связано с циклическим воздействием на пласт. Однако оно приводит и к дополнительному эффекту, связанному с «вымыванием» нефти из областей пласта, где до изменения направлений потоков градиенты давления и скорости фильтрации были низкими.

Проведение указанных мероприятий по регулированию разработки нефтяных месторождений связано с дополнительными, по сравнению с проектными, текущими и капитальными затратами.

Если приведенные затраты на регулирование разработки месторождения находятся в пределах 10—20% от суммарных приведенных затрат и если эти затраты не возрастают с течением времени, а процесс разработки удовлетворяет задаче оптимального развития добычи нефти в стране в целом, то ориентировочно можно считать, что в дальнейшем разработку следует продолжать по принятому проектному документу. В противных случаях ставится вопрос о подготовке нового проектного решения о разработке месторождения.

Контрольные вопросы

1. Назовите последовательно составляемые проектные документы по разработке нефтяных месторождений и объясните их назначение.
2. Изложите основное содержание проектных документов по разработке нефтяных месторождений.
3. Назовите основные показатели, измеряемые и регистрируемые в процессе разработки нефтяного месторождения. Укажите частоту измерения показателей. Где и как хранятся и используются эти показатели?
4. Назовите и объясните методы регулирования разработки нефтяных месторождений.
5. В чем состоит механизм и технология циклических методов воздействия на пласт и методов направленного изменения внутрипластовых потоков?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Байбаков Н. К., Гарушев А. Р.* Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1981.

2. *Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М.* Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. М., Недра, 1972.

3. *Борисов Ю. П., Рябинина З. К., Воинов В. В.* Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. М., Недра, 1976.

4. *Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М.* Движение жидкостей и газов в пластах. М., Недра, 1984.

5. *Внутрипластовое* горение с заводнением при разработке нефтяных месторождений/А. А. Боксерман, С. А. Жданов, Ю. П. Желтов и др. М., Недра, 1974.

6. *Вороновский В. Р., Максимов М. М.* Система обработки информации при разработке нефтяных месторождений. М., Недра, 1975.

7. *Гиматудинов Ш. К., Ширковский А. И.* Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 1982.

8. *Горбунов А. Т.* Разработка аномальных нефтяных месторождений. М., Недра, 1981.

9. *Донцов К. М.* Разработка нефтяных месторождений. М., Недра, 1977.

10. *Желтов Ю. П.* Механика нефтегазоносного пласта. М., Недра, 1975.

11. *Иванова М. М.* Динамика добычи нефти из залежей. М., Недра, 1976.

12. *Коротаев Ю. П., Закиров С. Н.* Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1981.

13. *Мархасин И. Л.* Физико-химическая механика нефтяного пласта. М., Недра, 1977.

14. *Проектирование* разработки нефтяных месторождений. Принципы и методы/А. П. Крылов, П. М. Белаш, Ю. П. Борисов и др. Гостоптехиздат, М., 1962.

15. *Розенберг М. Д., Кундин С. А.* Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. М., Недра, 1976.

16. *Сургучев М. Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М., Недра, 1985.

17. *Справочное* руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. Под ред. д-ра техн. наук Ш. К. Гиматудинова, М., Недра, 1983.

18. *Шуров В. И.* Технология и техника добычи нефти. М., Недра, 1983.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Интеграл вероятностей

В расчетах распределения давления при упругом режиме и температуры за счет теплопроводности в прямолинейных пластах, в кровле и подошве пластов по схеме Ловерье, а также при математическом описании модели слоисто-неоднородного пласта используют интеграл вероятностей

$$\operatorname{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-\lambda^2} d\lambda. \qquad (1.1)$$

Применяют также функцию

$$\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x). \qquad (1.2)$$

Интеграл (1.1) не может быть выражен через конечное число алгебраических функций. Однако, он может быть представлен в виде ряда

$$\operatorname{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{(-1)^n x^{2n+1}}{n!\,(2n+1)}, \quad n = 1,2,3\ldots \qquad (1.3)$$

Значения $\operatorname{erf}(x)$, определенные численным путем, приведены в табл. 1.

Таблица 1

x	$erf(x)$	x	$erf(x)$	x	$erf(x)$	x	$erf(x)$
0,00	0,00000	0,25	0,2763	0,50	0,5205	0,75	0,7113
0,01	0,01128	0,26	0,2869	0,51	0,5292	0,76	0,7175
0,02	0,02256	0,27	0,2974	0,52	0,5379	0,77	0,7238
0,03	0,03384	0,28	0,3079	0,53	0,5465	0,78	0,7300
0,04	0,04511	0,29	0,3183	0,54	0,5549	0,79	0,7361
0,05	0,05637	0,30	0,3286	0,55	0,5633	0,80	0,7421
0,06	0,06762	0,31	0,3389	0,56	0,5716	0,81	0,7480
0,07	0,07886	0,32	0,3491	0,57	0,5798	0,82	0,7538
0,08	0,09008	0,33	0,3593	0,58	0,5879	0,83	0,7595
0,09	0,1013	0,34	0,3694	0,59	0,5959	0,84	0,7651
0,10	0,1125	0,35	0,3794	0,60	0,6039	0,85	0,7707
0,11	0,1236	0,36	0,3893	0,61	0,6117	0,86	0,7761
0,12	0,1348	0,37	0,3992	0,62	0,6194	0,87	0,7814
0,13	0,1459	0,38	0,4090	0,63	0,6270	0,88	0,7867
0,14	0,1569	0,39	0,4189	0,64	0,6346	0,89	0,7918
0,15	0,1680	0,40	0,4284	0,65	0,6420	0,90	0,7969
0,16	0,1790	0,41	0,4380	0,66	0,6494	0,91	0,8019
0,17	0,1900	0,42	0,4475	0,67	0,6566	0,92	0,8068

Продолжение таблицы 1

x	$er\,f(x)$	x	$er\,f(x)$	x	$er\,f(x)$	x	$er\,f(x)$
0,18	0,2009	0,43	0,4569	0,68	0,6638	0,93	0,8116
0,19	0,2118	0,44	0,4662	0,69	0,6708	0,94	0,8163
0,20	0,2227	0,45	0,4755	0,70	0,6778	0,95	0,8209
0,21	0,2335	0,46	0,4847	0,71	0,6847	0,96	0,8254
0,22	0,2443	0,47	0,4937	0,72	0,6914	0,97	0,8299
0,23	0,2550	0,48	0,5027	0,73	0,6981	0,98	0,8342
0,24	0,2657	0,49	0,5117	0,74	0,7047	0,99	0,8385
1,00	0,8427	1,25	0,9229	1,50	0,9661	1,75	0,9867
1,01	0,8464	1,26	0,9252	1,51	0,9673	1,76	0,9872
1,02	0,8508	1,27	0,9235	1,52	0,9684	1,77	0,9877
1,03	0,8548	1,28	0,9297	1,53	0,9695	1,78	0,9872
1,04	0,8586	1,29	0,9319	1,54	0,9706	1,79	0,9886
1,05	0,8624	1,30	0,9340	1,55	0,9716	1,80	0,9891
1,06	0,8661	1,31	0,9361	1,56	0,9726	1,81	0,9895
1,07	0,8698	1,32	0,9381	1,57	0,9736	1,82	0,9899
1,08	0,8733	1,33	0,9400	1,58	0,9745	1,83	0,9903
1,09	0,8768	1,34	0,9419	1,59	0,9755	1,84	0,9907
1,10	0,8802	1,35	0,9438	1,60	0,9763	1,85	0,9911
1,11	0,8835	1,36	0,9456	1,61	0,9772	1,86	0,9915
1,12	0,8868	1,37	0,9473	1,62	0,9780	1,87	0,9918
1,13	0,8900	1,38	0,9490	1,63	0,9788	1,88	0,9922
1,14	0,8931	1,39	0,9507	1,64	0,9796	1,89	0,9925
1,15	0,8961	1,40	0,9523	1,65	0,9804	1,90	0,9928
1,16	0,8991	1,41	0,9539	1,66	0,9811	1,91	0,9931
1,17	0,9020	1,42	0,9538	1,67	0,9818	1,92	0,9934
1,18	0,9048	1,43	0,9569	1,68	0,9825	1,93	0,9937
1,19	0,9076	1,44	0,9583	1,69	0,9082	1,94	0,9940
1,20	0,9103	1,45	0,9597	1,70	0,9838	1,95	0,9942
1,21	0,9130	1,46	0,9611	1,71	0,9844	1,96	0,9944
1,22	0,9155	1,47	0,9624	1,72	0,9850	1,97	0,9950
1,23	0,9185	1,48	0,9637	1,73	0,9856	1,98	0,9950
1,24	0,9205	1,49	0,9649	1,74	0,9861	1,99	0,9950

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Интегральная показательная функция

Расчет распределения давления в бесконечном пласте в случае притока жидкости к точечному стоку при упругом режиме производится по формуле (II.132), в которую входит интегральная показательная функция $-\mathrm{Ei}(-x)$. Эта функция, как и $\mathrm{erf}(x)$ не выражается через конечное число алгебраических функций. Значения функции $-\mathrm{Ei}(-x)$ приведены в табл. 2.

Таблица 2

x	$-E_i(-x)$	x	$-E_i(-x)$	x	$-E_i(-x)$
0,00	∞	0,26	1,0139	0,52	0,5362
0,01	4,0379	0,27	0,9849	0,53	0,5250
0,02	3,3547	0,28	0,9573	0,54	0,5140
0,03	2,9591	0,29	0,9309	0,55	0,5034
0,04	2,6813	0,30	0,9057	0,56	0,4930
0,05	2,4679	0,31	0,8815	0,57	0,4830
0,06	2,2953	0,32	0,8583	0,58	0,4732
0,07	2,1508	0,33	0,8361	0,59	0,4636
0,08	2,0269	0,34	0,8147	0,60	0,4544
0,09	1,9187	0,35	0,7942	0,61	0,4454
0,10	1,8229	0,36	0,7745	0,62	0,4366
0,11	1,7371	0,37	0,7554	0,63	0,4380
0,12	1,6595	0,38	0,7371	0,64	0,4197
0,13	1,5889	0,39	0,7194	0,65	0,4115
0,14	1,5241	0,40	0,7024	0,66	0,4036
0,15	1,4645	0,41	0,6859	0,67	0,3959
0,16	1,4092	0,42	0,6700	0,68	0,3883
0,17	1,3578	0,43	0,6546	0,69	0,3810
0,18	1,3098	0,44	0,6397	0,70	0,3738
0,19	1,2649	0,45	0,6253	0,71	0,3668
0,20	1,2227	0,46	0,6114	0,72	0,3599
0,21	1,1829	0,47	0,5979	0,73	0,3532
0,22	1,1424	0,48	0,5848	0,74	0,3467
0,23	1,1099	0,49	0,5721	0,75	0,3403
0,24	1,0762	0,50	0,5598	0,76	0,3341
0,25	1,0443	0,51	0,5478	0,77	0,3280
0,78	0,3221	1,00	0,2194	3,2	0,01013
0,79	0,3163	1,10	0,1860	3,3	0,008932
0,80	0,3106	1,20	0,1584	3,4	0,00789
0,81	0,3050	1,3	0,1355	3,5	0,00697
0,82	0,2996	1,4	0,1162	3,6	0,00616
0,83	0,2943	1,5	0,1000	3,7	0,005448
0,84	0,2891	1,6	0,08631	3,8	0,004820
0,85	0,2840	1,7	0,07465	3,9	0,004267
0,86	0,2790	1,8	0,06471	4,0	0,003779
0,87	0,2742	1,9	0,05620	4,1	0,003349
0,88	0,2694	2,0	0,04890	4,2	0,002969
0,89	0,2647	2,1	0,04261	4,3	0,002633
0,90	0,2602	2,2	0,03719	4,4	0,002336
0,91	0,2557	2,3	0,03250	4,5	0,002073
0,92	0,2513	2,4	0,02844	4,6	0,001841
0,93	0,2470	2,5	0,02491	4,7	0,001635
0,94	0,2429	2,6	0,02185	4,8	0,001453
0,95	0,2387	2,7	0,01918	4,9	0,001291
0,96	0,2347	2,8	0,01686	5,0	0,001148
0,97	0,2308	2,9	0,01482	6,0	0,00036
0,98	0,2269	3,0	0,01304	7,0	0,000116
0,99	0,2231	3,1	0,01149	8,0	0,00004

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Решение задачи о притоке жидкости из бесконечного пласта к скважине конечного радиуса

Распределение давления в случае притока жидкости к скважине конечного радиуса из бесконечного пласта при упругом режиме с постоянным дебитом q рассчитывается по формуле (3.15), получаемой на основании формулы (3.14). Исходным для получения этой формулы является дифференциальное уравнение упругого режима (3.11) с граничным и начальным условиями (3.12). Для решения указанного дифференциального уравнения используется преобразование давления по Лапласу, определяемое формулой (3.13).

Функция $f(\rho, \tau)$, определяемая формулой (3.14), также удовлетворяет уравнению теплопроводности. При этом получаем следующую постановку задачи для определения $f(\rho, \tau)$:

$$\frac{\partial^2 f}{\partial \rho^2} + \frac{1}{\rho}\frac{\partial f}{\partial \rho} = \frac{\partial f}{\partial \tau}, \tag{3.1}$$

$$f = 0 \text{ при } \tau = 0, \qquad \rho \longrightarrow \infty, \qquad \left(\frac{\partial f}{\partial \rho}\right)_{\rho=1} = -1.$$

Введем преобразование Лапласа функции $f(\rho, \tau)$ в виде

$$\bar{f}(\rho, s) = \int_0^\infty f(\rho, \tau)\, e^{-s\tau}\, d\tau, \tag{3.2}$$

где s — некоторый параметр.

Умножим левую и правую часть дифференциального уравнения (3.1) на $e^{-s\tau}$ и проинтегрируем его от 0 до ∞. Получим

$$\int_0^\infty \frac{\partial^2 f}{\partial \rho^2} e^{-s\tau}\, d\tau + \frac{1}{\rho}\int_0^\infty \frac{\partial f}{\partial \rho} e^{-s\tau}\, d\tau = \int_0^\infty \frac{\partial f}{\partial \tau} e^{-s\tau}\, d\tau. \tag{3.3}$$

Для первого и второго членов, входящих в правую часть (3.3), имеем следующие выражения:

$$\int_0^\infty \frac{\partial f}{\partial \rho} e^{-s\tau}\, d\tau = \frac{\partial}{\partial \rho}\int_0^\infty f e^{-s\tau}\, d\tau = \frac{d\bar{f}}{d\rho},$$

$$\int_0^\infty \frac{\partial^2 f}{\partial \rho^2} e^{-s\tau}\, d\tau = \frac{\partial^2}{\partial \rho^2}\int_0^\infty f e^{-s\tau}\, d\tau = \frac{d^2\bar{f}}{d\rho^2}. \tag{3.4}$$

Член, стоящий в правой части (3.3), преобразуется следующим образом

$$\int_0^\infty \frac{\partial f}{\partial \tau} e^{-s\tau}\, d\tau = \int_0^\infty f e^{-s\tau} + s\int_0^\infty f e^{-s\tau}\, d\tau = s\bar{f}. \tag{3.5}$$

Первый член в правой части выражения (3.5) равен нулю, так как при $\tau=0$, в соответствии с начальным условием (3.1), $\bar{f}=0$.

Из граничного условия (3.1) при $\rho=1$ получаем, применяя к нему преобразование Лапласа

$$\frac{d\bar{f}}{d\rho}=-\frac{1}{s}. \tag{3.6}$$

Учитывая (3.4) и (3.5), из (3.1), получаем обыкновенное дифференциальное уравнение

$$\frac{d^2\bar{f}}{d\rho^2}+\frac{1}{\rho}\frac{d\bar{f}}{d\rho}=s\bar{f}. \tag{3.7}$$

Решение этого уравнения имеет вид

$$\bar{f}=AK_0(\sqrt{s}\rho), \tag{3.8}$$

где K_0 — функция Бесселя второго рода; A — постоянная интегрирования дифференциального уравнения.

Выполним граничное условие (3.6).

В результате получим

$$\frac{d\bar{f}}{d\rho}\Big|_{\rho=1}=A\frac{dK_0(x)}{dx}\frac{dx}{d\rho}=-AK_1(\sqrt{s})\sqrt{s},$$

$$A=\frac{1}{s^{3/2}K_0(\sqrt{s})}, \tag{3.9}$$

где K_1 — также функция Бесселя.

Отсюда

$$\bar{f}=\frac{K_0(\sqrt{s}\rho)}{s^{3/2}K_1(\sqrt{s})}. \tag{3.10}$$

Переход от изображения по Лапласу функции $\bar{f}(\rho,\tau)$ к оригиналу осуществляется с использованием формулы обращения Меллина, т. е.

$$f(\rho,\tau)=\frac{1}{2\pi i}\int_{\gamma-i\infty}^{\gamma+i\infty}e^{s\tau}\frac{K_0(\sqrt{s}\rho)}{s^{3/2}K_1(\sqrt{s})}ds. \tag{3.11}$$

Вычисление интеграла (3.11) осуществляется на основе теории функций комплексного переменного. В результате получаем, что

$$f(\rho,\tau)=\frac{2}{\pi}\int_0^\infty\frac{(1-e^{-u^2\tau})[J_1(u)Y_0(u\rho)-Y_1(u)J_0(u\rho)]du}{u^2[J_1^2(u)+Y_1^2(u)]}, \tag{3.12}$$

где J_0, J_1, Y_0, Y_1 — соответствующие обозначения функций Бесселя.

При $\rho=1$, т. е. на контуре скважины

$$f(1,\tau)=\frac{2}{\pi}\int_0^\infty\frac{(1-e^{-u^2\tau})[J_1(u)Y_0(u)-Y_1(u)J_0(u)]dx}{u^2[J_1^2(u)+Y_1^2(u)]}. \tag{3.13}$$

Аналогичным образом решается задача, когда задан не расход жидкости, отбираемой из скважины, а давление в ней. Для функции $f_1(\rho,\tau)$ в этом случае имеем следующие начальные и граничные условия:

$$f_1 = 0 \text{ при } \tau = 0, \quad \rho \longrightarrow \infty,$$
$$f_1 = 1 \text{ при } \tau \geqslant 0, \quad \rho = 1, \tag{3.14}$$
$$f_1 = \frac{p_\infty - p}{p_\infty - p_c},$$

где p_c — давление в скважине, p_∞ — давление при $\rho \longrightarrow \infty$.

В результате использования преобразования Лапласа функции $f_1(\rho,\tau)$, выполнения начального и граничного условия (3.14) получаем

$$= \frac{K_0(\sqrt{s}\rho)}{sK_0(\sqrt{s})}. \tag{3.15}$$

После применения к f_1, определяемой формулой (3.15), обращения Меллина и вычисления соответствующего интеграла с помощью функций комплексного переменного, имеем для $f_1(\rho,\tau)$ следующее выражение:

$$f_1(\rho,\tau) = 1 + \frac{2}{\pi}\int_0^\infty e^{-u^2\tau}\frac{J_0(u\rho)Y_0(u) - Y_0(u\rho)J_0(u)}{J_0^2(u) + Y_0^2(u)}\frac{du}{u}. \tag{3.16}$$

Значения функций $f(\rho,\tau)$ и $f_1(\rho,\tau)$ определяются численным путем на ЭВМ.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Течение жидкости в трещиновато-пористом пласте при упругом режиме

В главе II (см. пример 4) дано решение задачи о распределении давления при упругом режиме в прямолинейном нефтяном пласте с обычной пористостью конечной длины l. Рассмотрим ту же в принципе задачу для трещиновато-пористого пласта.

При неустановившемся течении упругой жидкости в слабосжимаемом трещиновато-пористом пласте давление жидкости в трещинах вследствие высокой проводимости, изменяется гораздо быстрее, чем в пористых блоках. Всякое уменьшение или увеличение давления жидкости в трещинах приводит к перетокам жидкости из блоков в трещины или наоборот.

При математическом описании фильтрации однородной упругой жидкости в слабосжимаемом трещиновато-пористом пласте, т. е. упругого режима в пласте этого типа, рассматривают два давления p_1 и p_2 и две скорости фильтрации v_1 и v_2, соответственно, в трещинах и блоках породы.

Дифференциальные уравнения неразрывности фильтрующегося вещества в трещинах и в блоках имеют следующий вид

$$\frac{\partial(\rho v_1)}{\partial x}+\frac{\partial(m_1\rho)}{\partial t}-\rho\bar{v}=0, \qquad (4.1)$$

$$\frac{\partial(\rho v_2)}{\partial x}+\frac{\partial(m_2\rho)}{\partial t}+\rho\bar{v}=0.$$

Здесь ρ — плотность жидкости; m_1 — трещинная пористость; m_2 — пористость блоков; $\bar{v}$ — скорость перетока жидкости из блоков в трещины или наоборот. Наиболее часто принимают, что

$$\bar{v}=\frac{\alpha}{\mu}(p_2-p_1), \qquad (4.2)$$

где μ — вязкость жидкости, движущейся в трещиновато-пористом пласте; α — некоторый безразмерный коэффициент, зависящий от фильтрационных свойств и размеров блоков пород. Для оценки коэффициента α можно использовать следующую приближенную формулу:

$$\alpha\approx k_2 S^2_{\text{уд}}, \qquad (4.3)$$

где k_2 — пористость блоков породы; $S_{\text{уд}}$ — удельная поверхность блоков.

Можно произвести оценку $S_{\text{уд}}$, считая блоки имеющими форму куба со стороной a. В результате получим

$$S_{\text{уд}}=S/V=6a^2/a^3=6/a. \qquad (4.4)$$

Пусть $a=1$ м, $k_2=0{,}01$ км^2.

Тогда на основе (4.4) получим, что

$$\alpha=0{,}01\cdot10^{-12}\cdot\frac{6^2}{1}=0{,}36\cdot10^{-12}.$$

Если проницаемость системы трещин намного больше проницаемости блоков пород, можно принять упрощающие допущения, состоящие в том, что распределение давления в трещинах в каждый момент времени принимается установившимся, а переток жидкости из блока в блок не учитывается.

При этих предположениях из системы уравнений (4.1) получается упрощенная система уравнений, имеющая следующий вид

$$k_1\frac{\partial^2 p_1}{\partial x_2}+\alpha(p_2-p_1)=0, \qquad (4.5)$$

$$\beta_2\frac{\partial p_2}{\partial t}-\frac{\alpha}{\mu}(p_2-p_1)=0.$$

Величина β_2 характеризует упругоемкость блоков.

Примем следующие начальные и граничные условия. Будем считать, что в начальный момент времени $t=0$ давление жидкости как в трещинах, так и в блоках породы было равно p_0.

При $t>0$ давление на конце пласта $x=l$ остается постоянным, равным p_0, а с конца $x=0$ жидкость отбирается с посто-

янным дебитом q. Давление на конце $x=0$ равно $p(0, t)$. Это давление изменяется со временем таким образом, что при $t\longrightarrow$ $\longrightarrow\infty$ оно становится равным p_1, а распределение давления в пласте будет установившемся, т. е.

$$\frac{p_0-p}{p_0-p_1}=1-\frac{x}{l}. \tag{4.6}$$

Введем, как в главе II, безразмерные координаты

$$\xi=x/l, \qquad \tau=\varkappa t/l^2. \tag{4.7}$$

Будем решать рассматриваемую задачу, в виду линейности дифференциальных уравнений (4.5), методом разделения переменных (методом Фурье). Решение задачи имеет следующий вид:

$$p_0-p(\xi, \tau)=(p_0-p_1)(1-\xi)-(p_0-p_1)\frac{8}{\pi^2}\sum_0^\infty\times$$

$$\times\frac{1}{(2n+1)^2}\exp\left[-\frac{\left(\frac{2n+1}{2}\pi\right)^2\tau}{1+\left(\frac{2n+1}{2}\pi\right)^2\frac{k_1}{\alpha l^2}}\right]\cos\frac{(2n+1)\pi}{2}\xi. \tag{4.8}$$

Из приведенного решения следует, что при $\tau\longrightarrow\infty$ второй член в правой части выражения (4.8) стремится к нулю и распределение давления в пласте становится установившимся, определяемым по формуле (4.6).

Оценим влияние параметров трещиновато-пористого пласта на характер перераспределения в нем давления.

В первом случае примем $k_1=1$ мкм^2, $k_2=0{,}01$ мкм^2, $l=$ $=500$ м, $\alpha=0{,}36\cdot10^{-12}$. Тогда

$$\frac{k_1}{\alpha}=\frac{10^{-12}}{0{,}36\cdot10^{-12}}\approx3 \text{ м}^2.$$

Определим $\frac{k_1}{\alpha l^2}$. Имеем

$$k_1/\alpha l^2=\frac{3}{25\cdot10^4}\approx10^{-5}.$$

Положим, например, $n=0$ в формуле (4.8). Тогда получим

$$\left[\frac{(2n+1)\pi}{2}\right]^2\frac{k_1}{\alpha l^2}=\frac{\pi^2k_1}{4\alpha l^2}\approx2{,}5\cdot10^{-5}.$$

Это — малая величина по сравнению с единицей. Даже если $n=10$, приведенная величина будет равна примерно 10^{-2}. Но тогда будет мал и весь соответствующий член ряда (4.8), так как ряд убывает с увеличением n как $1/(2n+1)^2$.

Таким образом, можно заключить, что при принятых параметрах трещиновато-пористого пласта обмен жидкостью блоков и трещин несущественно влияет на перераспределение давления в пласте, которое будет происходить практически как в обычной пористой среде.

При иных параметрах трещиновато-пористого пласта перетоки жидкости из блоков в трещины и наоборот будут значительно влиять на перераспределение давления в пласте. Так, например, если $k_2=10^{-3}$ мкм^2, $k_1=1$ мкм^2, размер блока $a=10$ м, $l=100$ м, то

$$S_{уд}=\frac{6}{a}=0{,}6\ 1/м, \qquad \alpha=k_2S^2_{уд}=0{,}36\cdot10^{-15}.$$

Тогда $k_1/\alpha l^2=0{,}3$, величина $\pi^2k_1/4\alpha l^2\approx0{,}75$.

В этом постоянном случае влияние обмена жидкостью блоков и трещин на процесс перераспределения давления в трещиновато-пористом пласте будет значительным.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Основные понятия о конечно-разностных методах решения задач разработки нефтяных месторождений

Расчет многих процессов разработки нефтяных месторождений приводит к необходимости решения уравнений в частных производных. Один из наиболее мощных и универсальных средств решения математических задач разработки нефтяных месторождений — применение конечно-разностных методов, реализуемых на ЭВМ. Сущность конечно-разностных методов заключается в замене исходных дифференциальных уравнений системой алгебраических уравнений. Если полученная система линейная, то для ее решения применяют прямые и итерационные методы. К прямым методам относится метод Гаусса и его многочисленные модификации (метод прогонки и т. д.). Итерационные методы решения обычно применяются, когда полученная система линейных уравнений имеет большую размерность. В качестве примера итерационных методов можно привести метод верхней релаксации. Если полученная система алгебраических уравнений нелинейна, то ее решение возможно только итерационными методами, например, методом Ньютона.

Если имеем дифференциальное уравнение для искомой функции u, которая зависит от пространственной переменной x и времени t, то приняв за ось абсцисс x, и за ось ординат t, можно считать, что значения независимых переменных находятся на некоторой плоскости x, t. При использовании конечно-разностных методов производят дискретизацию, т. е. замену непрерывных переменных x и t упорядоченной системой точек (узлов) на плоскости x, t со значениями по оси абсцисс x_i и по оси ординат t_n ($i=0, 1, 2, 3, ..., I$; $n=0, 1, 2, 3, ..., N$). Геометрически дискретизацию можно интерпретировать как разделение плоскости x, t прямыми, параллельными осям x и t, т. е. нане-

сением на плоскость x, t сетки, узлы которой имеют координаты x_i, t_n. Прямоугольник с координатами x_i, x_{i+1}, t_n, t_{n+1} называется конечно-разностной ячейкой. Совокупность узлов x_i (i 0, 1, 2, 3, ..., I) при фиксированном значении t_n, т. е. узлов, лежащих на прямых, параллельных оси x, называют временны́м слоем.

Функция u теперь будет определена в узлах и обозначаться как $u(x_i, t_n) = u_i^n$. Разности $x_{i+1} - x_i = \Delta x_{i+1}$ и $t_{n+1} - t_n = \Delta t_{n+1}$ называются, соответственно, шагами по пространству и времени.

Если $\Delta x_{i+1} = \text{const}$, то сетка по пространству равномерная. Аналогичным образом определяется равномерность сетки и по времени.

Для аппроксимации первой производной функции u по времени в узле i на n-ом временно́м слое имеем

$$\left(\frac{\partial u}{\partial t}\right)_i^n \approx \frac{u_i^{n+1} - u_i^n}{\Delta t}, \tag{5.1}$$

где Δt — шаг по времени.

Считают, что разностный оператор аппроксимирует исходный дифференциальный оператор, если разность между ними стремится к нулю при уменьшении размера шага.

Разложение искомой функции в окрестности $(n+1)$-го узла в ряд Тейлора по временному шагу Δt дает

$$u_i^{n+1} = u_i^n + \left(\frac{\partial u}{\partial t}\right)_i^n \Delta t + \left(\frac{\partial^2 u}{\partial t^2}\right)_i^n \frac{(\Delta t)^2}{2} + \cdots \tag{5.2}$$

Перенося в левую часть (5.2) первые два члена разложения и деля на временный шаг Δt, получим, что разница между дифференциальным и разностным операторами выражения (5.1) равняется $\left(\frac{d^2u}{dt^2}\right)_i^n \frac{\Delta t}{2}$, т. е. имеет первый порядок аппроксимации относительно Δt.

Приведенные рассуждения справедливы, когда искомая функция дифференцируема необходимое число раз.

Аналогично аппроксимируется и первая производная функции u по пространству, например,

$$\left(\frac{\partial u}{\partial x}\right)_i^n \approx \frac{u^n{}_i - u^n{}_{i-1}}{h}, \tag{5.3}$$

где h — шаг по координате.

Используют явные и неявные конечно-разностные схемы, которые рассмотрим на одном простом примере.

Пусть имеем дифференциальное уравнение для искомой функции $u(x, t)$

$$\frac{\partial u}{\partial t} = \frac{\partial^2 u}{\partial x^2}. \tag{5.4}$$

Начальные и граничные условия для уравнения (5.4) следующие

$$u\big|_{t=0} = u_0,$$
$$u\big|_{x=0} = u_1, \qquad u\big|_{x=1} = u_2. \tag{5.5}$$

Вторую производную по пространству аппроксимируем следующим образом:

$$\left(\frac{\partial^2 u}{\partial x^2}\right)_i^n \approx \frac{u^n{}_{i+1} - 2u^n{}_i + u^n{}_{i-1}}{h^2}. \tag{5.6}$$

Тогда, используя выражение (5.1), имеем следующую разностную схему для уравнения (5.4):

$$u_i{}^{n+1} = u_i{}^n + \gamma\,(u^n{}_{i+1} - 2u_i{}^n + u^n{}_{i-1}), \tag{5.7}$$
$$i = 1,2,3,\ldots, I-1; \qquad n = 0,1,2,3,,\ldots, N-1,$$

где $\gamma = \Delta t/h^2$.

Начальные и граничные условия на сетке принимают следующий вид:

$$u_0 = u_i{}^0, \qquad i = 0,1,2,3,\ldots, I; \tag{5.8}$$
$$u_1 = u_1{}^n, \qquad u_2 = u^n{}_N, \qquad n = 0,1,2,3,\ldots, N.$$

Следовательно, зная значения искомой функции на нулевом временном слое, а также ее значения на границе, можно из соотношений (5.7) и (5.8) явно определить значения искомой функции на следующем временном слое и т. д. Равенством (5.7) связаны значения исходной функции на двух соседних временны́х слоях. Поэтому такие конечно-разностные схемы получили название явных двухслойных схем. Если же в разностном операторе соотношения (5.6) взять верхние индексы на $(n+1)$-ом временном слое, то получим неявную разностную схему

$$u_i{}^{n+1} = u_i{}^n + \gamma\,(u_{i+1}{}^{n+1} - 2u_i{}^{n+1} + u_{i-1}{}^{n+1}), \tag{5.9}$$
$$i = 1,2,3,\ldots, I-1; \qquad n = 0,1,2,3,\ldots, N-1.$$

Начальные и граничные условия задаются соотношениями (5.8).

Как видно из выражения (5.8), найти явно значения искомой функции на $(n+1)$-ом временном слое при известных ее значениях на n-ом слое не удается — необходимо решать систему алгебраических уравнений. Для решения полученной системы линейных уравнений применяют модификацию метода Гаусса — метод прогонки.

Рассмотрим понятие устойчивости разностных схем. Будем считать конечно-разностную схему устойчивой, если погрешности вычислений на $(n+1)$-ом временном слое меньше, чем на n-ом слое.

В процессе вычислений вносятся как погрешности аппроксимаций исходных дифференциальных уравнений, так и погрешности вследствие округления чисел, которыми оперирует ЭВМ. Если погрешности будут непрерывно возрастать, то произойдет аварийная остановка ЭВМ, так как полученные числа выйдут за разрядность машинного слова.

Известно несколько способов анализа устойчивости получаемых разностных схем: метод гармоник, принцип максимума, энергетический метод и др.

Явные схемы устойчивы только условно, т. е. устойчивость при их использовании соблюдается только при определенном соотношении шагов по пространству и времени. Например, для схемы (5.7) и (5.8) это условие следующее:

$$\Delta t/h^2 \leqslant 1/2. \qquad (5.10)$$

Неявные схемы абсолютно устойчивы, т. е. устойчивы при любом соотношении шагов по пространству и времени.

Главное в конечно-разностных методах — понятие о стремлении приближенного решения к истинному.

Это понятие называется сходимостью разностных схем. Для линейных дифференциальных уравнений из аппроксимации и устойчивости следует сходимость конечно-разностных схем. Для нелинейных задач в частных производных доказать сходимость разностных схем трудно. Поэтому обычно аналитически исследуют аппроксимацию и, если возможно, устойчивость разностных схем, а для того, чтобы убедиться в сходимости, применяют различные приемы: решение линейных модельных задач, проверку по известным аналитическим решениям, изменение шагов по пространству и времени и др.

Получение хороших разностных схем, особенно для сложных нелинейных задач подземной гидромеханики, требует большого опыта и искусства вычислителя. Дело обычно обстоит таким образом, что мощностей существующих ЭВМ едва хватает для решения важных практических задач. Поэтому необходимо получить приближенное решение, близкое к истинному, используя минимум ресурсов имеющихся в наличии вычислительных средств. Для одного класса задач применяют явные разностные схемы, для другого — неявные или их сочетание. Известно однако, что чем сложнее решаемая задача, тем предпочтительнее использовать неявные схемы из-за их абсолютной устойчивости.

Итак, получение разностной схемы ответственный этап применения конечно-разностных методов. Для этого используют ряд способов: интегро-интериоляционный, вариационный, метод неопределенных коэффициентов и другие.

Особенно важное условие — перенесение физических представлений, лежащих в выводе исходных дифференциальных уравнений, на получаемые конечно-разностные схемы. Если в каждой конечно-разностной ячейке выполняются законы сохранения массы импульса и энергии, то такие схемы называются консервативными или дивергентными. К таким схемам приводят интегро-интерполяционный метод (метод баланса). Поэтому он наиболее широко применяется. Возможны расчеты и с использованием неконсервативных схем. Но тогда вычислитель должен непрерывно следить за выполнением баланса массы,

импульса и энергии при расчетах. Впрочем, это рекомендуется делать для контроля расчетов по любым разностным схемам.

Приведенное краткое изложение основ конечно-разностных методов не может, конечно, охватить все аспекты их практического применения. Поэтому читателю для более детального ознакомления с разностными схемами рекомендуется обращаться к специальной литературе по данному вопросу.

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Анализ разработки нефтяного месторождения 310

Базовый вариант разработки 305

Вероятностно-статистическое распределение абсолютной проницаемости:
  по нормальному закону 49
  по логарифмически-нормальному закону 53
  гамма-распределение 54
  по Б. Т. Баишеву 54
  по М. М. Саттарову 54
Водовоздушное отношение 267
Внешние и внутренние фильтрационные сопротивления 88
Внутрипластовое горение: 258—265
  сухое 265—266
  влажное 267
  сверхвлажное 269
Вытеснение нефти:
  газом при высоком давлении 214
  двуокисью углерода 218—224
  оторочкой растворителя 209—213
  растворами поверхностно-активных веществ 224—231
Вязкость нефти как смеси углеводородных компонентов 75

Газовый фактор 36
Газонапорный режим 29
Гидродинамические расчеты вытеснения нефти водой:
  поршневого из однородного пласта 133
  поршневого из слоисто-неоднородного прямолинейного пласта 134—137
  поршневого из слоисто-неоднородного радиального пласта 137—139
  непоршневого из однородного прямолинейного пласта 140—147
  непоршневого из однородного радиального пласта 148—149
  из трещиновато-пористого пласта 154—157
Гистограмма абсолютной проницаемости 47

Давление:
  пластовое 36
  насыщения 71
  схождения 73
Диаграмма Гиббса 214

Зависимость охвата пласта воздействием от параметра плотности сеток скважин 178—180
Заводнение:
  барьерное 193—194
  внутриконтурное 18
  законтурное 17
  площадное 21—22
  избирательное 24
  очаговое 24
Закон Аррениуса 262
Законы фильтрации:
  Дарси 64
  двучленный 67
  А. Х. Мирзаджанзаде 76
  многофазной фильтрации 66
Затраты:
  текущие 301
  эксплуатационные 301
  приведенные 301

Изотерма:
  конденсации 189
  сорбции 227
Измерение показателей разработки 308—309
Интеграл Дюамеля 106

Кажущаяся плотность вещества 75
Конденсатоотдача 190—192
Коэффициент:
  вытеснения нефти 127
  конвективной диффузии 198
  конвективной разновязкостной диффузии 210—211
  молекулярной диффузии 198
  охвата пласта разработкой 35
  тепловой эффективности 253

Литологическая неоднородность 40

Методы решения гидродинамических задач разработки месторождений:
  аналоговые 93—94
  интегральных соотношений (Г. И. Баренблатта) 90—91
  с использованием преобразования Лапласа 82—84
  путем получения автомодельных решений 85
  разделения переменных 87—88
  эквивалентных фильтрационных сопротивлений (Ю. П. Борисова) 88—90
Методики расчета процессов разработки нефтяных месторождений:

ВНИИ-1 (Ю. П. Борисова) 158
В. И. Колганова, М. Л. Сургучева, Б. Ф. Сазонова 162
Э. Д. Мухарского и В. Д. Лысенко 159
ВНИИ-2 159—161
эмпирическая 162—164
приближенного расчета процесса влажного горения 269—275
Модели:
пластов 40—43
процессов разработки 59—64
детерминированные 40
вероятностно-статистические 41—43
однородного пласта 41
слоисто-неоднородного пласта 42
трещиноватого пласта 42—43
трещиновато-пористого пласта 44
Модель подсистемы «разведка — разработка» 287—295
Модифицированные относительные проницаемости 55— 59
Месторождения:
нефтяные 10
нефтегазовые 183
нефтегазоконденсатные 183
Методы направленного изменения фильтрационных потоков 312

Накопленное количество:
закачанной в пласт воды 126
добытой нефти 126
добытой воды 126
Наука о разработке нефтяных месторождений 5—8
Нефтеотдача:
текущая 35
конечная 35

Область смешения 209—213
Объект разработки: 10—13
определение 10
факторы, влияющие на выделение объектов разработки 12—13
Оптимум подсистемы «разведка — разработка» 289
Основной принцип разработки нефтяных месторождений в СССР 286—287
Оторочка:
нефтяная 193
растворителя 209
тепловая 255—256
Охрана недр и окружающей среды 8

Пар:
насыщенный 246
перегретый 246
Параметры системы разработки: 14
параметр S_c 14
параметр А. П. Крылова $N_{кр}$ 14
параметр ω 14
параметр $\omega_р$ 14
Паровое плато 268
Планирование добычи нефти:
краткосрочное 296
долгосрочное 296
оптимальное 295
Предельный дебит скважины 184—185
Проектные документы по разработке:
номенклатура 303
основное содержание 305—307

Разработка месторождений:
определение 5
нефтегазовых 183—200
нефтегазоконденсатных 200
с сильно деформируемыми пластами 200—202
с трещиноватыми коллекторами нефти 202—203
неньютоновских нефтей 203—204
Распределение:
пластового давления в однорядной, трехрядной и пятирядной системах разработки 89—90, 170—171
пластовой температуры по Ловерье 248
по Марксу — Лангенгейму 251
при влажном внутрипластовом горении 268
Расчет процессов разработки месторождений при режимах:
водонапорном 140—172
газонапорном 117—120
растворенного газа 114—117
упругом 102—112
Расчет ухода тепла в кровлю—подошву пласта по Ньютону и Ловерье 244—245
Расчет разработки нефтегазоконденсатных месторождений методом многокомпонентного материального баланса 186—192
Регулирование разработки нефтяных месторождений 310—312
методы регулирования 311—312
Регистрация показателей разработки 309—310
Режимы нефтяных пластов 28—29

Системы разработки:
определение 12
классификация 14—24
без воздействия на пласты 15—16
с воздействием на пласты 17—24
с законтурным воздействием 17—18
с внутриконтурным воздействием 18—24
рядные 17—21
блоковые 18—21
однорядная 18

трехрядная 20
пятирядная 20
площадные 21—22
каемых запасов 31
семиточечная 22
Скорость ввода элементов в эксплуатацию 25
Скорость окислительной реакции 262
Сухость пара 246

Темп разработки:
элемента 31
месторождения от начальных извлекаемых запасов 31
месторождения от остаточных запасов 32
Температурный режим месторождения 238
Теплоносители 246
Технология разработки:
определение 29
технологические показатели 30—38
Трещиноватость пластов 40

Уравнения:
конвективной диффузии 197—198
неразрывности массы фильтрующегося вещества 60
сохранения энергии в пласте 61—64
фазовых концентраций 74

Фронт:
вытеснения 133, 143
охлаждения 239—241
сорбции 228
внутрипластового горения 264
Функция Христиановича 115

Циклические методы воздействия на пласт 311—312

Экономические показатели разработки нефтяных месторождений 299—302
Элемент системы разработки 20
Эффективность разведочного бурения 291

ОГЛАВЛЕНИЕ

Список основных обозначений 3

Введение 5

Глава I. Системы и технология разработки нефтяных месторождений 10

§ 1. Объект и система разработки 10
§ 2. Классификация и характеристика систем разработки 14
§ 3. Ввод нефтяного месторождения в разработку 24
§ 4. Режимы пластов, технология и показатели разработки . . . 28

Глава II. Моделирование разработки нефтяных месторождений 39

§ 1. Модели пластов и процессов разработки 39
§ 2. Типы моделей пластов 40
§ 3. Основы методик построения моделей пластов по геолого-геофизическим и промысловым данным 44
§ 4. Вероятностно-статистическое описание модели слоистого и неоднородного по площади пластов 48
§ 5. Модель однородного пласта с модифицированными относительными проницаемостями 55
§ 6. Моделирование процессов разработки 59
§ 7. Свойства горных пород, пластовых жидкостей и газов 67
§ 8. Использование математических методов при расчетах разработки 77

Глава III. Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах 95

§ 1. Проявление упругого режима 95
§ 2. Прогнозирование изменения давления на контуре нефтяного месторождения при упругом режиме в законтурной области пласта . . . 102
§ 3. Разработка месторождений при режимах растворенного газа и газонапорном 112

Глава IV. Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения 125

§ 1. Основные показатели разработки 125
§ 2. Расчет показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой 132
§ 3. Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели непоршневого вытеснения нефти водой 140
§ 4. Разработка трещиновато-пористых пластов при вытеснении нефти водой 152
§ 5. Методики расчета технологических показателей разработки нефтяных месторождений с применением заводнения 157
§ 6. Расчет пластового давления и дебитов скважин 167
§ 7. Опыт и проблемы разработки месторождений с применением заводнения 172

Глава V. Разработка нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений и пластов с аномальными свойствами 183

§ 1. Разработка месторождений при естественных режимах . . . 183
§ 2. Разработка месторождений с воздействием на пласт 192
§ 3. Разработка глубокозалегающих пластов с аномально высоким пластовым давлением и месторождений неньютоновских нефтей . . . 200
§ 4. Основные результаты и проблемы разработки нефтегазовых месторождений и пластов с аномальными свойствами 206

Глава VI. Физико-химические методы разработки нефтяных месторождений 208

§ 1. Вытеснение нефти из пластов растворителями и газом при высоком давлении 208
§ 2. Разработка месторождений с использованием закачки в пласт двуокиси углерода 218
§ 3. Вытеснение нефти из пластов водными растворами поверхностно-активных веществ 224
§ 4. Полимерное и мицеллярно-полимерное заводнение нефтяных пластов 232
§ 5. Проблемы применения физико-химических методов разработки нефтяных месторождений 235

Глава VII. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений 238

§ 1. Температурная обстановка в пластах и ее изменение в процессе разработки месторождений 238
§ 2. Вытеснение нефти из пластов горячей водой и паром 245
§ 3. Разработка месторождений путем закачки теплоносителей в пласт методом тепловых оторочек 255
§ 4. Технология и механизм извлечения нефти из недр с использованием внутрипластового горения 258
§ 5. Сухое и влажное внутрипластовое горение 265
§ 6. Методика приближенного расчета процесса извлечение нефти из пласта с использованием влажного горения 269
§ 7. Результаты и проблемы разработки месторождений тепловыми методами 279

Глава VIII. Планирование и экономические показатели разработки нефтяных месторождений 284

§ 1. Нефтяная промышленность как одна из подсистем народного хозяйства СССР 284
§ 2. Основной принцип разработки нефтяных месторождений в СССР 286
§ 3. Математическая модель подсистемы разведка — разработка . . 287
§ 4. Экономические показатели разработки месторождений . . . 299

Глава IX. Проектирование и регулирование разработки нефтяных месторождений 303

§ 1. Проектные документы по разработке нефтяных месторождений 303
§ 2. Измерение, регистрация и анализ показателей разработки месторождений 308
§ 3. Регулирование разработки нефтяных месторождений 310

Список литературы 314

Приложения 315

Алфавитный указатель 328

Юрий Петрович Желтов

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Редактор издательства **Е. А. Петрова**
Художественный редактор **В. В. Шутько**
Технические редакторы **Л. А. Мурашова, Е. С. Сычева**
Корректор **К. С. Торопцева**

ИБ № 6505

Сдано в набор 27.01.86. Подписано в печать 17.04.86. Т-10810. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага книжно-журнальная. Гарнитура Литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 21,0. Усл. кр.-отт. 21,0. Уч.-изд. л. 21,65. Тираж 5000 экз. Заказ 124/669-6. Цена 1 руб.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра». 103633, Москва, Третьяковский проезд, 1/19.

Московская типография № 11 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 113105, Москва, Нагатинская ул., д. 1.